



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

ANALISIS COMPARATIVO ENTRE CONCEPTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS HOMOGENEOS Y NATURALMENTE FRACTURADOS

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
PRESENTAN:
AURELIO ITURBIDE ORTEGA
ISRAEL ARTURO CASTILLO NUÑEZ

DIRECTOR DE TESIS: M I NESTOR MARTINEZ ROMERO



MEXICO, D. F., CD. UNIVERSITARIA,

2002.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

PAGINACIÓN

DISCONTINUA



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-1299

**SR. AURELIO ITURBIDE ORTEGA**

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ANALISIS COMPARATIVO ENTRE CONCEPTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS  
HOMOGENEOS Y NATURALMENTE FRACTURADOS**

- I INFORMACION GENERAL**
- II CLASIFICACION DE YACIMIENTOS**
- III REGISTROS GEOFISICOS**
- IV PRUEBAS DE PRESION**
- V MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO**
- VI PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESION CAPILAR**
- VII SIMULACION NUMERICA**
- CONCLUSIONES**
- NOMENCLATURA**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 22 de octubre de 2001

EL DIRECTOR

  
ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*RLLR\*gtg

R



UNIVERSIDAD NACIONAL  
AVENIDA DE  
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-369

**SR. ISRAEL ARTURO CASTILLO NUÑEZ**

Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. en I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

**ANALISIS COMPARATIVO ENTRE CONCEPTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS  
HOMOGENEOS Y NATURALMENTE FRACTURADOS**

- I INFORMACION GENERAL**
- II CLASIFICACION DE YACIMIENTOS**
- III REGISTROS GEOFISICOS**
- IV PRUEBAS DE PRESION**
- V MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO**
- VI PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESION CAPILAR**
- VII SIMULACION NUMERICA**
- CONCLUSIONES**
- NOMENCLATURA**
- REFERENCIAS**

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 15 de marzo de 2002

EL DIRECTOR

  
\_\_\_\_\_  
**ING. GERARDO FERRANDO BRAVO**

GFB\*RLLR\*gtg



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

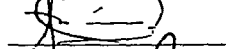
**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA**

Alumno: Aurelio Iturbide Ortega  
Número de Cuenta: 9354145-3  
Tesis: "Análisis Comparativo entre Conceptos de Ingeniería de Yacimientos Homogéneos y Naturalmente Fracturados".

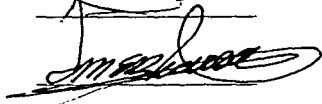
PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Viguera



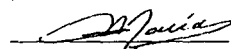
VOCAL: M.I. Néstor Martínez Romero



SECRETARIO: M.I. Mario Becerra Zepeda



PRIMER SUPLENTE: Ing. Salvador Macías Herrera



SEGUNDO SUPLENTE: M.I. José Martínez Pérez



# UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

## FACULTAD DE INGENIERÍA

### DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

Alumno: Israel Arturo Castillo Núñez  
Número de Cuenta: 8926728-6  
Tesis: "Análisis Comparativo entre Conceptos de Ingeniería de Yacimientos Homogéneos y Naturalmente Fracturados".

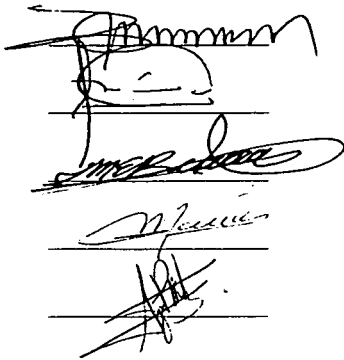
PRESIDENTE: Ing. Manuel Villamar Viguera

VOCAL: M.I. Néstor Martínez Romero

SECRETARIO: M.I. Mario Becerra Zepeda

PRIMER SUPLENTE: Ing. Salvador Macías Herrera

SEGUNDO SUPLENTE: M.I. José Martínez Pérez



Handwritten signatures of the board members, each on a horizontal line. The signatures are: Manuel Villamar Viguera, Néstor Martínez Romero, Mario Becerra Zepeda, Salvador Macías Herrera, and José Martínez Pérez.

## *GRACIAS:*

*A DIOS POR DARNOS LA VIDA.*

*A la Universidad Nacional Autónoma De México, nuestra alma mater, por darnos la oportunidad de prepararnos profesionalmente.*

*A nuestros profesores por compartir sus conocimientos y amistad.*

*Al instituto mexicano del petróleo (IMP) y en especial al ing. Santos Reyes González, por brindarnos el apoyo necesario para realizar este trabajo de gran importancia para nuestra formación académica.*

*A toda nuestra familia, en especial a nuestros padres y hermanos por apoyarnos en cada momento de nuestra vida y especialmente en los momentos más difíciles.*

*A nuestros amigos; por su compañía, apoyo y motivación para seguir adelante.*

*Gracias por estar siempre con nosotros.*

*Aurelio Iturbide Ortega  
Israel Arturo Castillo Núñez*



*Gracias Señor por darme la oportunidad de conocerte, por acompañarme todos estos años, por no habándome abandonado, por escucharme, consolarme y fortalecerme en los momentos más difíciles. Por darme la oportunidad de llegar a esta etapa de mi vida.*

*A mis padres Rosa y Benito y a mi hermana Edith por su amor, comprensión y todo su sacrificio. Por haberme respaldado y motivado todo este tiempo, porque sin ustedes esto no hubiera sido posible y por ser los mejores padres y la mejor hermana.*

*A mi esposa Wendy y a mis hijos David y Yeshua, quienes son una de mis mayores motivaciones para seguir adelante y me dan fuerzas para luchar.*

*Con amor a todos ustedes porque saben bien que representan parte importante de mi vida y los amigos que quiero estén a mi lado en mi camino. Los amo.*

*A toda mi familia y en especial a mi compañero Aurelio Iturbide por su amistad y por todo el apoyo que me ha brindado en mi carrera. Gracias amigo.*

*Israel Arturo Castillo Núñez*

# CONTENIDO

## "ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE CONCEPTOS DE INGENIERIA DE YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS Y NATURALMENTE FRACTURADOS."

INTRODUCCIÓN	i
RESUMEN	ii
<b>CAPÍTULO I</b>	
<b>PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS</b>	<b>1</b>
1.1 POROSIDAD.	1
1.2 PERMEABILIDAD.	2
1.3 PRESIÓN CAPILAR.	4
1.4 SATURACIÓN.	6
1.5 COMPRESIBILIDAD.	7
1.6 PROPIEDADES DE LOS GASES.	8
1.6.1 Densidad.	9
1.6.2 Peso molecular aparente.	9
1.6.3 Gravedad específica.	10
1.6.4 Factor de compresibilidad.	10
1.6.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmica.	13
1.6.6 Factor de volumen de formación.	14
1.6.7 Viscosidad.	14
1.7 PROPIEDADES DE LOS LÍQUIDOS.	15
1.7.1 Solubilidad del gas en el aceite.	16
1.7.2 Densidad de un líquido.	16
1.7.3 Densidad de un líquido a presión de saturación usando principios de solución ideal.	17
1.7.4 Densidad de un líquido a presión arriba del punto de burbuja.	17
1.7.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmica de un líquido.	18
1.7.6 Propiedades pseudocríticas.	19
1.7.7 Factor de volumen de formación.	19
1.7.8 Viscosidad de un líquido.	19
<b>CAPÍTULO II</b>	
<b>CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS</b>	<b>21</b>
II.1 DE ACUERDO A SU DIAGRAMA DE FASES.	21
II.1.1 Yacimientos de aceite.	21

II.1.2	Yacimientos de gas.	24
II.2	CLASIFICACIÓN LITOLÓGICA DE YACIMIENTOS.	26
II.2.1	Yacimientos de rocas detríticas o clásticas.	27
II.2.2	Yacimientos de rocas carbonatadas, calizas y dolomías.	28
II.2.3	Yacimientos de rocas misceláneas.	28
II.3	CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A SU TRAMPA ESTRUCTURAL.	29
II.4	CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A SU TRAMPA ESTRATIGRÁFICA.	30

### **CAPÍTULO III**

	<b>REGISTROS GEOFÍSICOS</b>	<b>31</b>
III.1	REGISTROS DE RESISTIVIDAD.	31
III.2	REGISTRO DE POROSIDAD.	32
III.2.1	Registro sísmico.	33
III.2.2	Mediciones de densidad.	33
III.3	REGISTRO DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA.	34
III.4	REGISTRO DE ECHADOS.	36
III.5	REGISTRO FMS.	38
III.6	REGISTRO FMI.	40
III.7	DETECCIÓN DE FRACTURAS.	40

### **CAPÍTULO IV**

	<b>PRUEBAS DE PRESIÓN</b>	<b>43</b>
IV.1	CONCEPTOS BÁSICOS.	43
IV.2	PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESIÓN.	45
IV.2.1	Discusión sobre la gráfica de la derivada para una prueba de decremento.	52
IV.3	PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN.	53
IV.3.1	Discusión sobre la gráfica de la derivada para una prueba de incremento.	60

### **CAPÍTULO V**

	<b>MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO</b>	<b>61</b>
V.1	EXPANSIÓN DEL SISTEMA ROCA-FLUIDOS.	62
V.2	DESPLAZAMIENTO POR GAS DISUELTO LIBERADO.	63
V.3	EMPUJE POR CASQUETE DE GAS.	65
V.4	DESPLAZAMIENTO POR AGUA.	66
V.5	DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.	68
V.6	COMBINACIÓN DE EMPUJES.	70
V.7	EFFECTO DEL FRACTURAMIENTO EN EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL PARA LA ETAPA DE BAJOSATURACIÓN.	70

## **CAPÍTULO VI**

<b>PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESIÓN CAPILAR</b>	<b>87</b>
VI.1 PERMEABILIDAD RELATIVA EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS.	87
VI.2 PERMEABILIDAD RELATIVA EN YACIMIENTOS FRACTURADOS.	94
VI.3 EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN ROCAS FRACTURADAS.	97
VI.3.1 Permeabilidad relativa al agua-aceite en rocas cavemosas (experimentos de laboratorio).	97
VI.3.2 Permeabilidad relativa al gas-aceite en calizas con cavernas (experimentos de laboratorio).	98
VI.3.3 Permeabilidad relativa en rocas fracturadas cavemosas (aproximación teórica).	99
VI.3.4 Permeabilidad relativa del sistema fractura-matriz (aproximación teórica).	100
VI.3.5 Estimación de la permeabilidad relativa en yacimientos fracturados por medio de correlaciones.	102
VI.4 PRESIÓN CAPILAR.	104
VI.4.1 Conceptos básicos.	104
VI.4.2 Presión capilar en un campo. Definición.	106
VI.4.3 Curvas de presión capilar en yacimientos homogéneos y fracturados.	108
VI.4.4 Procedimiento experimental para determinar curvas de presión capilar.	109

## **CAPÍTULO VII**

<b>SIMULACIÓN NUMÉRICA</b>	<b>112</b>
VII.1 CONCEPTOS DEL MODELAJE.	112
VII.2 DERIVACIÓN DE ECUACIONES.	114
VII.3 PROCESO DE DESARROLLO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO DE YACIMIENTOS.	114
VII.4 ECUACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO.	115
VII.5 SISTEMAS MULTICOMPONENTES.	118
VII.6 ECUACIONES DE UN SIMULADOR PARA UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.	121
VII.7 MODELO EN DIFERENCIAS FINITAS.	122
VII.8 PREPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN.	127
VII.9 DISCUSIÓN SOBRE LA DIFERENCIA ENTRE LA CORRIDA DE UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO Y UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.	129
VII.10 DISCUSIÓN SOBRE LAS GRÁFICAS DE RESULTADOS.	132

<b>CONCLUSIONES</b>	<b>135</b>
---------------------	------------

<b>NOMENCLATURA</b>	<b>137</b>
---------------------	------------

## REFERENCIAS

141

## INTRODUCCIÓN

La ingeniería de yacimientos petroleros trata en parte el conocimiento del comportamiento estático (geología estructural, petrográfica y estratigráfica) y dinámico (flujo de fluidos) de los yacimientos; la aplicación de las diferentes técnicas de análisis de comportamiento (balance de materia, simulación, métodos estadísticos); y también la predicción de gastos y de las últimas cantidades de aceite y/o gas, los cuales pueden ser la producción de un pozo, de un grupo de pozos o de un yacimiento entero. La ingeniería de yacimientos debe ser capaz de elegir el método óptimo de explotación, ya sea natural o uno que requiera la introducción de un fluido de inyección. La elección del método óptimo es determinado por el factor económico e involucra la localización y determinación del número de pozos para la producción e inyección de fluidos. También se consideran las facilidades para la recolección, distribución y procesamiento de los fluidos producidos e inyectados, y la localización del mercado para la venta de los hidrocarburos.

La ingeniería de yacimientos usualmente comienza con el descubrimiento del primer pozo productor del cual los registros y muestras de rocas y fluidos nos darán información acerca del volumen y características de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento.

Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados la ingeniería de yacimientos involucra cambios significativos en la aplicación de algunos conceptos. Esto es debido a la consideración del nuevo concepto de fractura en el medio rocoso y los cambios que trae consigo en algunas propiedades de roca y fluidos y por consiguiente en el comportamiento general del yacimiento.

## RESUMEN

El presente trabajo contiene una comparación entre los conceptos de ingeniería de yacimientos homogéneos y yacimientos naturalmente fracturados. Haciendo inicialmente un análisis comparativo entre las propiedades del sistema roca-fluidos, en donde se exponen las semejanzas y las diferencias dentro de un marco de referencia de su conceptualización básica. Se presenta además una clasificación de yacimientos de acuerdo al comportamiento de fases, a la litología, a los tipos de trampas estructural y estratigráfica con la intención de ver si existen algunas características que hagan coincidir o diferenciar a un yacimiento homogéneo de uno naturalmente fracturado. Así mismo se presentan algunos de los registros geofísicos principales como herramientas de investigación en cuyas características puedan observarse las evidencias de algún sistema de fracturas naturales. Se presentan los ejemplos de pruebas de variación de presión, donde se determinan algunos parámetros que definen la presencia de fracturas tales como el factor de almacenamiento, la permeabilidad absoluta y el factor de daño para los dos tipos de yacimiento. También se presenta el caso particular de la gráfica de la derivada como una gráfica de diagnóstico de flujo para identificar la presencia de un medio de doble porosidad. En otro contexto se presentan los mecanismos de desplazamiento y cómo es su comportamiento en un sistema homogéneo o en uno naturalmente fracturado, presentando también la posibilidad de tener alguna diferencia en el cálculo del volumen original en la etapa de baj saturación a causa del sistema de doble porosidad. Posteriormente y debido a su importancia se presentan los conceptos de permeabilidad relativa y presión capilar, haciendo notar las diferencias de comportamiento de sus respectivas curvas y la determinación correspondiente a las de doble porosidad. Finalmente, se describe el concepto de modelaje y la derivación de las ecuaciones diferenciales en base al principio de conservación de masa, describiendo el proceso de desarrollo de un simulador numérico, hasta su expresión en diferencias finitas y su aplicación en un caso de simulación numérica de un yacimiento visto como homogéneo y este mismo ejemplo como naturalmente fracturado.

## CAPITULO I

### PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA – FLUIDOS.

En este capítulo se presentan las principales propiedades del sistema roca-fluidos, en las cuales se verán algunos cambios significativos de un yacimiento homogéneo a un yacimiento naturalmente fracturado, lo cual se reflejará en la recuperación final de los hidrocarburos.

#### I.1 POROSIDAD.

La porosidad se define como la razón del volumen de huecos (poros) entre el volumen total de roca:

$$\phi = \frac{V_p}{V_r}$$

Ec.I.1

donde:

$\phi$  = porosidad.

$V_p$  = vol. de poros.

$V_r$  = vol. de roca.

En un yacimiento fracturado se presenta el sistema de doble porosidad. Esto es, que además de la porosidad de matriz se presenta la porosidad de fractura:

$$\phi = \frac{V_p + V_f}{V_r}$$

Ec.I.2

donde  $V_f$  es el volumen de fracturas.

De donde podemos definir a la porosidad de fractura como:



$$\phi_f = \frac{V_f}{V_r}$$

Ec. I. 3

El sistema de fracturas será un factor determinante en la recuperación del aceite debido a que es un medio de alta permeabilidad y es el encargado de conducir los fluidos hacia los pozos. Sin embargo, este puede convertirse en un conducto perfecto para la canalización del agua si no se tiene un debido control del gasto de producción ocasionando problemas serios por la consecuente conificación.

La determinación por separado de las porosidades de matriz y de fractura es importante para la evaluación tanto de las condiciones de flujo como de la respuesta de aporte de la matriz hacia la fractura.

El cálculo de la porosidad se puede realizar por diferentes medios, tales como: análisis de muestras, correlaciones, registros geofísicos y pruebas de presión.

## I.2 PERMEABILIDAD.

La permeabilidad (k) es la propiedad que indica la facilidad con la que un fluido puede moverse dentro de un medio poroso y su valor depende de la naturaleza de las características del fluido y de la roca.

La permeabilidad se usa como una referencia o como una medida del gasto de un fluido de viscosidad conocida, que puede fluir a través de un cuerpo poroso de área de sección transversal también conocida, bajo una diferencial de presión entre los extremos de dicho cuerpo, esta relación se conoce como ley de Darcy.

$$K = \frac{Q \mu L}{A \Delta P}$$

Ec. I. 4

Donde:

Q = Gasto del fluido (cm<sup>3</sup>/seg).

μ = Viscosidad (cp).

- L = Longitud de roca (cm).  
 A = Area de sección transversal (cm<sup>2</sup>).  
 $\Delta P$  = Caída de presión (atm).  
 K = Permeabilidad (Darcys).

La permeabilidad se puede clasificar en los siguientes tipos:

**Permeabilidad absoluta ( $K_{abs}$ ):** Cuando en un medio poroso un fluido incompresible moja los sólidos sin reaccionar y lo satura al 100%, se está midiendo la permeabilidad absoluta a este fluido.

**Permeabilidad al líquido ( $K_L$ ):** Es la permeabilidad absoluta, pero obtenida indirectamente por medio del método de Klinkenberg. También se le conoce como permeabilidad de Klinkenberg ( $K_K$ ).

**Permeabilidad efectiva:** Se tiene permeabilidad efectiva cuando el fluido que circula no satura 100% al medio poroso, sin importar si el otro o los otros fluidos saturantes se mueven o no ( $K_o$ ,  $K_w$ ,  $K_g$ ).

**Permeabilidad relativa:** Es la relación entre la permeabilidad efectiva y la absoluta o al líquido, ( $K_r = K_w/K_{abs}$  ó  $K_{rw} = K_w/K_L$ ,  $K_{ro}$ ,  $K_{rg}$ ).

Para un yacimiento fracturado la definición de permeabilidad puede ser confusa, esto es debido a que para este tipo de yacimientos se puede tratar el caso de permeabilidad para una simple fractura, en otro caso para un sistema de fracturas y en un tercero, el de permeabilidad para todo el sistema de roca fracturada (sistema fractura-matriz).

Puesto que esta propiedad se verá con más detalle en un próximo capítulo, por el momento solo se dirá que la permeabilidad total del sistema fractura - matriz puede ser representado por la simple suma de las permeabilidades de matriz  $K_m$  y de fracturas  $K_f$ .<sup>(1)\*</sup>

$$K_t = K_m + K_f$$

Ec. I. 5

Si se considera el modelo de Darcy para obtener la permeabilidad total del sistema en un yacimiento homogéneo y otro fracturado, considerando una misma caída de presión ( $\Delta P$ ), la misma área (A), longitud (L) y viscosidad ( $\mu$ ), se medirá una permeabilidad mucho mayor en el yacimiento fracturado que en el homogéneo; esto debido al gasto mucho mayor en el primero por la alta conductividad de las fracturas. La permeabilidad absoluta puede obtenerse en laboratorio (método de Klinkenberg), por

medio de registros geofísicos y por medio de pruebas de presión. La permeabilidad de fractura se puede obtener por correlaciones. Los valores de estas son muy útiles en análisis de Ingenieria de yacimientos.

### I.3 PRESION CAPILAR.

El fenómeno de presión capilar en un medio poroso es similar en la naturaleza al ascenso de un líquido mojante en un tubo capilar. Esto es debido a la tensión superficial entre el líquido y la superficie sólida en presencia de vapor (o gas) y el ángulo de contacto  $\theta$  (Figura I.1).

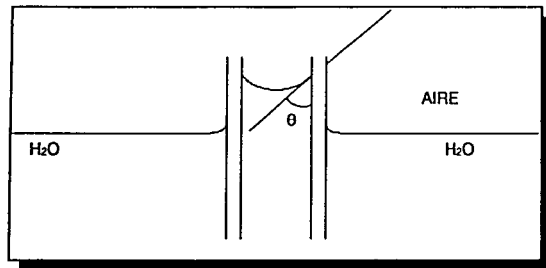


Figura I.1 Diagrama de presión capilar.

Para 2 rocas, con las mismas características del sólido y del fluido con 2 diferentes permeabilidades darán 2 saturaciones residuales diferentes a una  $P_c=0$ . Una muestra de roca con más alta permeabilidad (yacimiento fracturado) da una saturación residual más alta de la fase no mojante que la de la muestra de roca de más baja permeabilidad (yacimiento homogéneo). Tales resultados han sido verificados experimentalmente.

La recuperación de aceite debida al drene por gravedad (en el capítulo de presión capilar se define este concepto) es usualmente mucho más eficiente en los yacimientos fracturados. Asimismo este tipo de recuperación en un bloque del yacimiento es controlada principalmente por la altura del bloque y la presión capilar entre las fases (líquida y gaseosa) y la roca. La presión capilar es medida en el laboratorio y solo por mencionar hay tres métodos básicos usados para medirla, ya sea directa o indirectamente, los cuales son: método de la membrana semipermeable (directo), método centrifugo

(semidirecto) y el método de Purcell<sup>(2)</sup> (indirecto). Los siguientes parámetros pueden ser medidos o inferidos partiendo de las mediciones de la presión capilar.

- a) Porosidad efectiva.
- b) Saturación de agua irreductible.
- c) Variación en la saturación de agua arriba del contacto agua-aceite.
- d) Inferencia por correlaciones en cuanto a la permeabilidad absoluta de muestras con forma irregular y/o recortes.
- e) Indicaciones de permeabilidad relativa para fases mojantes y no mojantes.
- f) Mojabilidad posible y "ángulo de contacto" si una roca es naturalmente "mojada por aceite" o "mojada por agua".

El fenómeno de presión capilar en yacimientos naturalmente fracturados se presenta de manera diferente que en los yacimientos homogéneos. Al evaluar la presión capilar a la saturación de agua inicial en los primeros, se obtiene un valor aproximadamente igual a 0; mientras que en los segundos está arriba de 0. También se puede decir que mientras en el segundo tipo de yacimientos se tiene zona de transición, en el primero no (Figura I. 2).

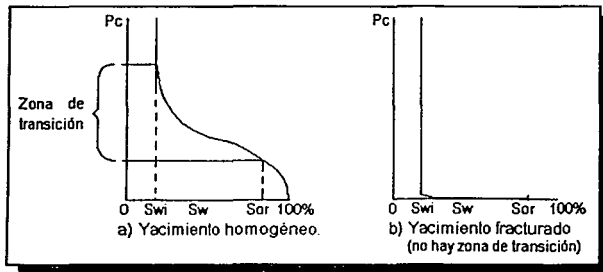


Figura I.2 Comportamiento de Pc vs. Sw en yacimientos homogéneos y fracturados.

Al igual que el tema de permeabilidad, el tema de presión capilar será tratado con mas detalle en un próximo capítulo.

#### 1.4 SATURACION.

El término saturación usado en ingeniería de yacimientos significa el porcentaje de espacio poroso ocupado por un fluido o fluidos. Los símbolos  $S_o$ ,  $S_w$  y  $S_g$  se refieren a las fracciones (o porcentajes) del espacio poroso ocupado por aceite, agua y gas respectivamente. Hay otros símbolos usados como  $S_{oi}$  para la saturación "inicial" de aceite,  $S_{or}$  para la residual y  $S_{gr}$  para la saturación de gas residual, etc.

El uso más importante de la información de saturación es para el cálculo de reservas, y los estudios de recuperación secundaria y terciaria.

Enseguida presentamos una lista de información necesaria de saturación y algunas aplicaciones:

- 1) Saturación de agua original: Para localizar el contacto agua/aceite y el contacto agua/gas así como para determinar la saturación de hidrocarburos por la diferencia ( $1-S_w$ ).
- 2) Saturación original de hidrocarburos,  $S_{oi}$  y/o  $S_{gi}$ : Para la determinación del volumen original de aceite y de gas.
- 3) Saturaciones residuales ( $S_{or}$ ,  $S_{gr}$ ): Para estimar recuperaciones entre el principio y al final de un mecanismo de empuje en particular.
- 4) Saturaciones actuales ( $S_o$ ,  $S_g$ ,  $S_w$ ): Para entender el comportamiento de la producción actual y para estimar el mínimo mejoramiento por cambio de método de producción o recuperación o mecanismo de empuje.
- 5) Saturación de agua irreductible ( $S_{wi}$ ): Para estimar el corte de agua.

De acuerdo a los puntos anteriores las mediciones de saturación se pueden hacer con diferentes métodos:

- 1) Para las saturaciones originales se requiere perforar pozos y obtener registros de fondo de pozo (principalmente de inducción). Las mediciones de resistividad son los medios mas seguros para la determinación "in-situ" de la saturación de agua. La saturación de hidrocarburos es determinada por la diferencia entre el espacio poroso total y la saturación de agua.
- 2) Algunos de los registros in-situ pueden ofrecer justamente la interpretación directa del contenido de hidrocarburos, pero principalmente  $S_g$  y  $S_o$  son obtenidos por la diferencia  $1-S_w$ .

- 3) Las saturaciones residuales pueden ser determinadas por cálculos de balance de materia, por registros y también por análisis de rocas y fluidos (análisis PVT).
- 4) Las saturaciones actuales pueden ser estimadas de registros de fondo de pozo (preferiblemente en fondos de pozos nuevos) y pueden ser inferidos de las razones de fluidos producidos. Los cálculos de balance de materia ofrecen un medio para determinar las saturaciones promedio para un yacimiento entero.
- 5) Los núcleos de fondo de pozo tomados con lodo base-aceite frecuentemente nos dan valores representativos de  $S_{wi}$ . Esta última también se puede obtener por medio de correlaciones entre  $S_{wi}$ ,  $\Phi$  y  $K$ .

A condiciones originales se tienen las mismas saturaciones de aceite, agua y gas tanto en los yacimientos homogéneos como en los fracturados, como consecuencia del equilibrio estático establecido durante mucho tiempo; sin embargo después de cierto tiempo de producción se tendrán saturaciones diferentes, ya que en un yacimiento fracturado se espera que en el sistema de matriz sea mayor la saturación de aceite que en el sistema de fracturas. Esto es debido a que la entrada de agua en el sistema de fracturas se presentará con mayor facilidad y rapidez (por su alta conductividad) que en el de matriz.

Para la saturación de gas se tendrán valores muy similares en ambos yacimientos, debido a que este se mueve con gran facilidad tanto en el sistema de fracturas como en el de matriz.

### I.5 COMPRESIBILIDAD.

El cambio en la porosidad y permeabilidad de una muestra puede ser medida por la variación de la presión de poro a una presión de sobrecarga constante. Tales mediciones de laboratorio han sido hechas por varios investigadores como Fatt (1958), Van der Knaap (1954)<sup>(3)</sup>, etc.

La variación de porosidad y permeabilidad de una muestra no es una función solamente de la composición de la roca y de la presión neta de sobrecarga, sino que también es función de la misma porosidad y de la permeabilidad de la roca.

La compresibilidad del volumen poroso está definida por el cambio relativo de la porosidad debido al cambio de la presión de poro en tanto la presión de sobrecarga es constante. Matemáticamente ésta relación está dada por:

$$C = \pm \left( \frac{1}{E} \right) \left( \frac{dE}{dP} \right)$$

Ec. I. 6

donde E es la porosidad.

El signo positivo es usado cuando la presión del poro P decrece y la porosidad también decrece. El signo negativo es usado cuando la presión de sobrecarga P se incrementa y la porosidad decrece.

Debido a que en los yacimientos fracturados además de existir el sistema de matriz porosa existe un sistema de fracturas, es necesario hablar de la compresibilidad de fractura.

#### Compresibilidad de fractura.

El efecto de fuerzas externas sobre la roca fracturada depende de la dirección de las fracturas en relación a la dirección de las fuerzas externas. Cuando ambas están en la misma dirección, el efecto sobre el cambio de porosidad de fractura es menor que cuando ellas son perpendiculares una a otra.

Jones<sup>(3)</sup> reportó algunos experimentos de laboratorio en los cuales la dirección de las fuerzas externas sobre las muestras fue perpendicular a la dirección de las fracturas. El resultado de estos estudios muestra una gran reducción de la porosidad y la permeabilidad de fractura. Por ejemplo, una caída de presión de 1000 psi en el fluido redujo la permeabilidad aparente de una caliza de 70.7 md a 12 md aproximadamente, aplicando un factor de 5. Esta caída en la permeabilidad aparente corresponde a la caída del índice de productividad. Aunque cabe mencionar que los valores obtenidos en laboratorio son muy altos comparados con aquellos medidos en algunos yacimientos fracturados.

#### 1.6 PROPIEDADES DE LOS GASES<sup>(4)</sup>.

Las propiedades de los gases son considerablemente diferentes a las propiedades de los líquidos, esto es debido a que las moléculas de los gases se encuentran mucho más separadas que en los líquidos. Así un cambio de presión tiene más efecto en la densidad de un gas que en la de un líquido.

A continuación se enumerarán algunas propiedades de los gases que se han considerado de mayor importancia para los cálculos en ingeniería petrolera. Cabe mencionar que se van a considerar componentes puros y mezclas de gases reales (pues son las que se encontrarán generalmente en el

campo) y no se abundará en el cálculo de la propiedad, pues el objetivo del trabajo no es analizar cada una de las propiedades sino mencionar su importancia en trabajos de ingeniería petrolera, como por ejemplo en la simulación.

### 1.6.1 Densidad.

Debido a que la densidad se define como el peso del gas por unidad de volumen, una ecuación de estado puede ser usada para el cálculo de la densidad de un gas a varias presiones y temperaturas. La ecuación para la densidad de una mezcla de gas es la siguiente:

$$\rho_g = \frac{m}{v} = \frac{pM}{zRT} \quad \text{Ec. I. 7}$$

donde:

$\rho_g$  = Densidad del gas (lb / ft<sup>3</sup>)

m = masa (lb)

v = volumen (ft<sup>3</sup>)

p = presión (psia)

M = peso molecular (lb/lb mol)

z = factor de compresibilidad (= volumen real / volumen ideal)

R = constante universal de los gases (psia ft<sup>3</sup> / lb mol °R)

T = Temperatura (°R).

### 1.6.2 Peso molecular aparente.

Puesto que una mezcla de gas está compuesta por moléculas de varios tamaños, no es estrictamente correcto decir que tiene un peso molecular aparente. Pero de cualquier manera ésta se comporta como si fuera un gas puro con un peso molecular definido. Este peso molecular es conocido como peso molecular aparente y se expresa como:

$$M_a = \sum y_j M_j \quad \text{Ec. I. 8}$$

Donde:



$M_a$  = Peso molecular aparente (lb/lb mol).

$y_j$  = Fracción molar del componente j en la fase gas (%).

$M_j$  = Peso molecular del componente j (lb/lb mol).

### I.6.3 Gravedad específica.

La gravedad específica de un gas es definida como la razón de la densidad del gas entre la densidad del aire seco a las mismas condiciones de presión y temperatura. Pero considerando que tanto el gas como el aire se pueden representar por la ley de los gases ideales, la gravedad específica puede estar dada por:

$$\gamma_g = \frac{M_a}{M_{\text{air}}} = \frac{M_a}{29} \quad \text{Ec. I. 9}$$

Aunque en este caso es estrictamente verdadero solo si el aire y el gas obedecen a las leyes de los gases ideales.

### I.6.4 Factor de compresibilidad.

La ecuación de estado para gases ideales es la siguiente:

$$pV = nRT \quad \text{Ec. I. 10}$$

donde p, V, R y T ya fueron definidos anteriormente y n representa al número de moles.

Es sabido que el comportamiento de la mayoría de los gases reales no se desvía drásticamente del comportamiento predicho por esta ecuación. Sin embargo la mejor forma de escribir una ecuación de estado para los gases reales sería anexando un factor de corrección a la ecuación de gases ideales. Esto resultaría en:

$$pV = znRT \quad \text{Ec. I. 11}$$

donde el factor de corrección z es conocido como el factor de compresibilidad y la ecuación es conocida como ecuación de compresibilidad.

El factor de compresibilidad z es la razón del volumen real entre el volumen ideal a la misma presión y temperatura:

$$z = \frac{V_{\text{real}}}{V_{\text{ideal}}} \qquad \text{Ec. I. 12}$$

El factor de compresibilidad no es una constante pues varía con los cambios en la composición del gas, temperatura y presión. Este se determina experimentalmente. Por el objetivo de esta parte del trabajo solo se dirá que los resultados de determinaciones experimentales de factores de compresibilidad están dados normalmente en gráficas y también se dirá que a bajas presiones el factor de compresibilidad se aproxima al valor de 1.0 lo cual indica que de hecho si se presenta el comportamiento ideal.

La ley de estados correspondientes expresa que todos los gases puros tienen el mismo factor de compresibilidad para los mismos valores de presión y temperatura reducidas y esta ley es aplicable a muchas otras propiedades físicas de gases y líquidos. La presión y temperatura reducidas se definen como:

$$T_r = \frac{T}{T_c} \qquad \text{Ec. I. 13}$$

$$P_r = \frac{P}{P_c} \qquad \text{Ec. I. 14}$$

donde:

$T_r$  = Temperatura reducida (adimensional).

$T_c$  = Temperatura crítica (°R).

$P_r$  = Presión reducida (adimensional).

$P_c$  = Presión crítica (psia).

Para una sustancia pura la **temperatura crítica** puede ser definida como la temperatura arriba de la cual un gas ya no puede ser licuado a pesar de incrementar la presión. Similarmente la **presión crítica** de una sustancia pura se define como la presión arriba de la cual el líquido y el gas no pueden coexistir a pesar de incrementar la temperatura. A diferencia de lo anterior la temperatura y presión crítica para una mezcla son aquellas en las cuales todas las propiedades de líquido y gas llegan a ser idénticas.

La ley de estados correspondientes se ha extendido para mezclas de gases los cuales están muy relacionados químicamente. Obtener el punto crítico para mezclas multicomponentes es algo difícil, por lo tanto, han sido concebidas la temperatura y presión pseudocríticas. Estas propiedades se crearon para uso en el cálculo de factores de compresibilidad para mezclas de gases. Estas cantidades se definen como:

$$T_{pc} = \sum y_j T_{c_j} \quad \text{Ec. I. 15}$$

$$P_{pc} = \sum y_j P_{c_j} \quad \text{Ec. I. 16}$$

donde:

$T_{pc}$  = Temperatura pseudocrítica (°R).

$T_{c_j}$  = Temperatura crítica del componente j (°R).

$P_{pc}$  = Presión pseudocrítica (psia).

$P_{c_j}$  = Presión crítica del componente j (psia).

$y_j$  = Fracción molar del componente j (%).

Después del cálculo de estas propiedades se calculan la temperatura y presión pseudorreducidas, las cuales se definen como:

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \text{Ec. I. 17}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad \text{Ec. I. 18}$$

Donde solo falta definir a  $T_{pr}$  que es la temperatura pseudorreducida (adimensional) y  $P_{pr}$  que es la presión pseudorreducida (adimensional). Después de calcular estas últimas dos cantidades se calculará  $z$  a partir de gráficas.

Si en ocasiones no se conoce la composición de un gas, pero si su gravedad específica, se pueden calcular las propiedades pseudorreducidas, con ayuda de una gráfica que relaciona estas con su gravedad específica.

### 1.6.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmica.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica de un gas real está dado por la siguiente expresión:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p} \quad \text{Ec. I. 19}$$

Donde  $c_g$  es el coeficiente de compresibilidad isotérmica de un gas real y la variación parcial de  $z$  con respecto a  $p$  ( $\partial z / \partial p$ ) se obtiene de gráficas.

La ley de estados correspondientes también es aplicable para  $c_g$  en mezclas de gases naturales. De esta manera tenemos:

$$c_g p_{pc} = \frac{1}{p_{pr}} - \left( \frac{1}{z} \frac{\partial z}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}} \quad \text{Ec. I. 20}$$

El valor de ( $\partial z / \partial p_{pr}$ ) se obtiene de gráficas.

Puesto que las dimensiones de  $c_g$  son las recíprocas de la presión, el producto de  $c_g$  y  $P_{pc}$  es adimensional. De esta forma se ha definido la compresibilidad pseudorreducida:

$$c_{pr} = c_g p_{pc} \quad \text{Ec. I. 21}$$

### 1.6.6 Factor de volumen de formación.

El factor de volumen de formación de un gas es definido como el volumen del gas a condiciones de yacimiento requerido para producir 1.0 scf (ft<sup>3</sup> estándar) de gas en superficie. Este puede ser calculado como el cociente del volumen ocupado por el gas a temperatura y presión del yacimiento dividido entre el volumen ocupado por el mismo gas a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{V_R}{V_{sc}} \quad \text{Ec. I. 22}$$

También a partir de la ecuación de compresibilidad y considerando a  $p=14.7$  psia y  $T=60^\circ$  F como condiciones estándar se puede llegar a la siguiente ecuación:

$$B_g = 0.0282 \frac{zT}{p} \frac{\text{cu ft}}{\text{scf}} \quad \text{Ec. I. 23}$$

Donde z se obtendrá por los métodos ya mencionados según el caso, T estará en  $^\circ\text{R}$  y p en psia y por último (cu ft / scf) se refiere a (ft<sup>3</sup> medidos a condiciones de yacimiento / ft<sup>3</sup> medidos a condiciones estándar).

### 1.6.7 Viscosidad.

La viscosidad absoluta o simplemente viscosidad es una medida de la resistencia al flujo ejercida por un fluido

La viscosidad se debe a dos causas: la primera es la fuerza de cohesión que existe entre las moléculas de los fluidos las cuales dificultan el desplazamiento relativo entre ellas; la segunda es la cantidad de movimiento entre "capas" del fluido que no se mueven a la misma velocidad.

Por lo anterior se dirá que la viscosidad depende de la presión y la temperatura.

Aunque la viscosidad de gases y también de líquidos varía con la presión y la temperatura, la variación es mas fuerte con la temperatura.

La unidad de medida de la viscosidad es el centipoise (1 poise=(1 g<sub>m</sub> /cm seg)= 100 centipoises).

La siguiente ecuación puede ser usada para calcular la viscosidad de una mezcla de gases cuando el análisis de la mezcla es conocido y las viscosidades de los componentes son conocidos a la presión y temperatura de interés.

$$\mu_g = \frac{\sum \mu_{gj} y_j M_j^{1/2}}{\sum y_j M_j^{1/2}} \quad \text{Ec. I. 24}$$

Donde  $\mu_g$  es la viscosidad de la mezcla,  $\mu_{gj}$  es la viscosidad del componente j. Los demás elementos fueron ya definidos.

Para el uso de la ecuación anterior existen gráficas para el cálculo de la viscosidad de los componentes del gas natural a condiciones de presión atmosférica.

Para el caso en que la presión sea diferente a la presión atmosférica y se conozca la composición de la mezcla, también es aplicable el teorema de estados correspondientes, ya que con ayuda del cálculo de las propiedades pseudorreducidas y el uso de gráficas se puede calcular la viscosidad.

Para otros casos en que no se conoce la composición de la mezcla pero si la gravedad específica y concentración de los componentes que no son hidrocarburos, entonces se utilizarán otras gráficas y se harán las correcciones correspondientes por la presencia de estos componentes.

## 1.7 PROPIEDADES DE LOS LÍQUIDOS<sup>(4)</sup>

Ya se ha mencionado que las propiedades de los líquidos de un yacimiento son diferentes a las de los gases, entre otras, que los líquidos tienen densidades y viscosidades más altas. También se dirá que la densidad de un líquido es menos afectada por los cambios de presión y temperatura.

A continuación se presentan algunas de las propiedades de los líquidos de un yacimiento consideradas de mayor importancia en los cálculos de ingeniería petrolera. Del mismo modo que en los gases, no se entrará en detalle con dichas propiedades, pues el objetivo no es analizar cada una de ellas, sino mencionar su importancia y hacer notar las diferencias (si es que las hay) entre las de un yacimiento homogéneo y uno naturalmente fracturado.

### 1.7.1 Solubilidad del gas en el aceite.

La solubilidad del gas se refiere a la cantidad de gas disuelto en el aceite desde que se está a condiciones de presión de yacimiento hasta que se encuentra a condiciones estándar. La solubilidad del gas está normalmente reportada como pies cúbicos estándar de gas por barril de aceite medido a condiciones estándar (scf / stb). La diferencia de solubilidad en el punto de burbuja y la solubilidad a presión debajo del punto de burbuja representa la cantidad de gas que queda en los poros del yacimiento al reducir la presión abajo del punto de burbuja. Arriba de la presión de burbujeo la solubilidad se mantiene constante.

Como la solubilidad del gas en el aceite no es un proceso sencillo, sino muy complicado, se puede decir que una buena correlación para su cálculo debe tomar en cuenta las propiedades del gas y el líquido en superficie, sus gravedades específicas, la presión y temperatura del yacimiento, pero por el momento no se tratará sobre ellas.

### 1.7.2 Densidad de un líquido.

Es importante ser capaz de estimar la densidad del líquido a condiciones de yacimiento, ya que esto permitirá estimar el encogimiento que experimenta dicho líquido en su traslado del yacimiento al tanque de almacenamiento.

Aunque no hay soluciones de líquido ideal, así como no hay mezclas de gas ideal, cuando se mezclan líquidos de características físicas y químicas similares, el comportamiento de la solución resultante es muy parecido al comportamiento de una solución ideal.

Afortunadamente, la mayoría de las mezclas de líquido encontradas en los yacimientos son mezclas de hidrocarburos con características similares, de tal manera que los principios de solución ideal pueden ser aplicados para los cálculos de las densidades de estas soluciones.

De acuerdo a los principios de solución ideal, la densidad del aceite se calcula de la siguiente manera:

$$\rho_o = \frac{\sum x_i M_i}{\sum (x_i M_i / \rho_{oi})} \quad \text{Ec. I. 25}$$

donde solo falta definir los siguientes términos:

$X_j$  = Fracción molar del componente j (lb mol).

$\rho_o$  = Densidad del aceite (lb/cu ft).

$\rho_{oj}$  = Densidad del componente j (lb/cu ft).

### **1.7.3 Densidad de un líquido a presión de saturación usando principios de solución ideal.**

El primer paso en el procedimiento de cálculo será determinar la densidad de estos líquidos a condiciones estándar (60° F y 14.7 psia). Posteriormente esta densidad será usada para el cálculo a condiciones de yacimiento.

La mayoría de los líquidos de un yacimiento contienen grandes cantidades de gas disuelto y para tales mezclas es imposible tenerlas totalmente líquidas a condiciones estándar de presión y temperatura. Esta limitación física no impide el uso matemático de los principios de solución ideal a condiciones estándar debido a que las correlaciones obtenidas dan las "densidades aparentes de líquido" del metano y el etano. Estas densidades aparentes de líquido pueden ser usadas para determinar "la densidad pseudolíquida (el prefijo pseudo es usado debido a que la mezcla no permanece en su totalidad como líquido a condiciones estándar), la cual posteriormente puede ser ajustada a condiciones de yacimiento.

Nuevamente, debido al objetivo del trabajo solo se menciona que utilizando otras correlaciones se puede realizar el cálculo anterior.

### **1.7.4 Densidad de un líquido a presión arriba del punto de burbuja.**

El cálculo de la densidad del líquido a presión arriba del punto de burbuja es un procedimiento de dos pasos. El primer paso es el cálculo de la densidad en el punto de burbuja, en el segundo se debe ajustar esta densidad tomando en cuenta la compresión debido al incremento de presión desde la presión del punto de burbuja hasta la presión de interés. En este segundo paso se emplea el coeficiente de compresibilidad isotérmica, el cual será definido posteriormente.

De esta manera, la siguiente ecuación es la que realiza el cálculo de la densidad del líquido:

$$\rho = \rho_{ob} \text{EXP} [c_o (p - p_b)]$$

Ec. 1.26

donde:



$c_o$  = Coeficiente de compresibilidad isotérmica del aceite ( $\text{psia}^{-1}$ ).

$p_o$  = Presión de burbujeo (psia).

$\rho_{ob}$  = Densidad del aceite en el punto de burbuja (lb/cu ft).

### 1.7.5 Coeficiente de compresibilidad isotérmica de un líquido.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica de un líquido es definido exactamente igual que el coeficiente de compresibilidad isotérmica para el gas.

$$c_o = -\frac{1}{V} \left( \frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad \text{Ec. I. 27}$$

Para la estimación del coeficiente de compresibilidad isotérmica es necesario el desarrollo de una ecuación en donde la variable densidad esté en lugar del volumen. Además, cuando se trata con mezclas es necesario utilizar las propiedades pseudocríticas. De esta manera:

$$c_{pr} = c_o p_{pc} \quad \text{Ec. I. 28}$$

y

$$c_{pr} = \frac{1}{\rho_{pr}} \left( \frac{\partial \rho_{pr}}{\partial p_{pr}} \right)_{T_{pr}} \quad \text{Ec. I. 29}$$

donde:

$\rho_{pr}$  = densidad pseudorreducida ( $= \rho_o / \rho_{pc}$ , adimensional).

Cabe mencionar que existen varios métodos para el cálculo de esta propiedad, mismos que no se abordan en este trabajo.

### 1.7.6 Propiedades pseudocríticas.

Cuando se conoce la composición de una mezcla de líquidos, la presión y temperatura pseudocríticas ( $P_{pc}$  y  $T_{pc}$  respectivamente) pueden ser calculadas de igual forma que para los gases. Sin embargo, generalmente la composición de la mezcla no se conoce.

Existen varias correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas, pero desafortunadamente estas requieren información de laboratorio que usualmente no está disponible. Así es que se recomiendan aquellas correlaciones que normalmente hacen uso de información que si es disponible.

### 1.7.7 Factor de volumen de formación.

El factor de volumen del aceite ( $B_o$ ), se define como el volumen del aceite mas su gas disuelto medido a condiciones de presión y temperatura de yacimiento dividido entre el volumen de aceite medido a condiciones estándar.

$$B_o = \frac{V_o \text{ mas su gas disuelto @ P y T de yacimiento}}{V_o \text{ @ P y T estándar}} \quad \text{Ec. I. 30}$$

Si se multiplica el factor de volumen del aceite por su volumen a condiciones estándar se puede conocer el volumen de aceite a condiciones de yacimiento.

### 1.7.8 Viscosidad de un líquido.

El término de viscosidad ya fue definido anteriormente y también se mencionaron las unidades para su reporte. Aunque hay correlaciones que relacionan la viscosidad de un líquido con otras de sus propiedades, y aunque es más fácil de obtener estas correlaciones son muy imprecisas debido a la complejidad de las mezclas de líquido encontradas. Por lo tanto, la viscosidad usualmente se determina en el laboratorio para el caso particular del fluido en estudio.

La viscosidad de un líquido normalmente se reporta como un resultado de las pruebas PVT. De cualquier modo hay situaciones en las cuales la viscosidad del aceite debe ser estimada, y en estos casos se deben utilizar correlaciones.

Como un comentario final, se espera que en un proceso de recuperación terciaria (inyección de agua caliente) la variación de la viscosidad del aceite en un yacimiento homogéneo sea diferente a la de

uno naturalmente fracturado. Para el primero solo habrá una viscosidad, mientras que para el segundo pueden presentarse dos viscosidades diferentes, pues el avance de agua en el segundo es mucho más rápido en las fracturas y a la vez con mayor efecto en la reducción de la viscosidad del aceite, mientras que en la matriz el avance es mas lento y consecuentemente la viscosidad del aceite probablemente será mayor.

Con respecto a las propiedades PVT de los fluidos que se han mencionado, se puede decir que en los yacimientos fracturados estas propiedades se mantienen constantes a diferentes profundidades si toma lugar el proceso de convección como resultado de las condiciones propicias para la expansión térmica y compresión de los fluidos dentro del yacimiento. Sin embargo, en un yacimiento homogéneo este comportamiento constante de las propiedades PVT no se presenta, pues el comportamiento es totalmente diferente debido a que la presión de burbuja siempre varía a diferentes profundidades.

En un yacimiento fracturado la producción de aceite es libre de agua en los periodos tempranos y es esencialmente una función del gasto de producción, mientras que en un yacimiento homogéneo esta producción depende de las características de la roca, de las propiedades PVT y también del gasto de producción.

## CAPITULO II

### CLASIFICACIÓN DE YACIMIENTOS.

Existen diferentes tipos de clasificación de yacimientos tanto en medios homogéneos como en fracturados. El conocer con que tipo de yacimiento se está tratando será importante principalmente para la caracterización y esta a su vez para la Ingeniería de yacimientos y simulación numérica.

Los tipos más comunes de acuerdo a su comportamiento de fases y de acuerdo a su litología y las trampas estructural y estratigráfica se describen a continuación.

#### II.1 DE ACUERDO A SU DIAGRAMA DE FASES<sup>(5)</sup>.

En una clasificación general, existen yacimientos de aceite, de aceite y gas y de gas. De acuerdo a las condiciones iniciales a las que se encuentran los fluidos con respecto al comportamiento de su propio diagrama de fases, estos son clasificados en dos tipos básicos:

- Yacimientos de aceite.
- Yacimientos de gas.

##### II.1.1 Yacimientos de aceite.

Estos yacimientos presentan temperaturas menores a la temperatura crítica de los fluidos que contienen, pero dependiendo de la presión inicial que presente el yacimiento este puede ser subclasificado en las siguientes categorías:

- Yacimientos bajosaturados.

Presentan una presión inicial mayor que la presión de burbujeo. Ver Figura II.1.

- Yacimientos saturados.

En este caso la presión del yacimiento será igual o menor a la presión de burbujeo de los fluidos sin que necesariamente sea alcanzada la saturación crítica de gas. Ver Figura II.1.

- Yacimientos con casquete de gas. (También se puede considerar como yacimiento saturado).

Las presiones que presenta este tipo de yacimiento son menores a la presión de burbujeo de los fluidos que contiene, por lo que se presenta una fase gaseosa, cuando el gas alcanza la saturación crítica en el medio poroso fluirá hacia la parte superior de la estructura para formar un casquete. Ver Figura II.1.

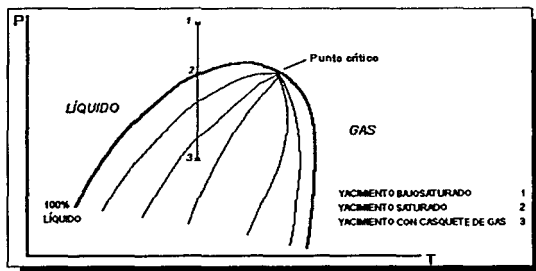


Figura II.1. Clasificación de yacimientos de aceite.

Dependiendo de la composición y las propiedades fisicoquímicas de los hidrocarburos líquidos se pueden clasificar en dos tipos:

- Aceite negro (*aceite de bajo encogimiento*).
- Aceite volátil (*aceite de alto encogimiento*).

#### Yacimientos de aceite negro.

Su diagrama de fases típico se muestra en la Figura II.2 y en el se distingue el espaciamiento regular que existe entre las curvas de calidad.

El abatimiento de presión que existe en el yacimiento se esquematiza por la línea A - B.

La temperatura de estos yacimientos es menor que la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos por lo que presentan relaciones gas-aceite producidos entre 200 y 700 scf/STB y densidades que oscilan entre los 0.97 gr/cm<sup>3</sup> y 0.83 gr/cm<sup>3</sup> (15 y 40 °API respectivamente). Normalmente, el color del aceite en la superficie varía de café a verde oscuro.

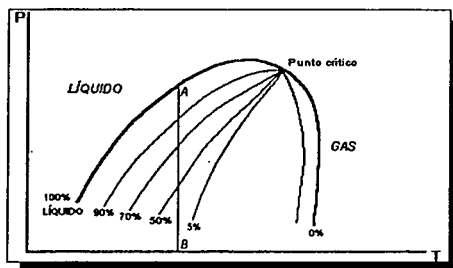


Figura II.2. Yacimiento de aceite negro.

#### Yacimientos de aceite volátil o de alto encogimiento.

Su diagrama de fases corresponde a la Figura II.3, en el que se nota como las curvas de calidad se juntan a la curva de burbujeo.

El abatimiento de presión se denota con la línea A - B.

La temperatura de la formación almacenadora se acerca a la temperatura crítica de la mezcla de hidrocarburos que contiene el yacimiento, lo que hace que el equilibrio entre fases sea inestable, por lo que cambios en pequeña magnitud en la presión o en la temperatura producen modificaciones importantes en los volúmenes de aceite y gas coexistentes, por lo que se les denomina de alto encogimiento o volátiles.

Estos aceites son ricos en componentes intermedios, y sus relaciones gas-aceite varían entre 2 000 y 3 500 scf/STB, sus densidades alternan entre los 0.8 gr/cm<sup>3</sup> y 0.76 gr/cm<sup>3</sup> (45 y 55 °API respectivamente). El líquido presenta un color verdoso ligeramente oscuro.

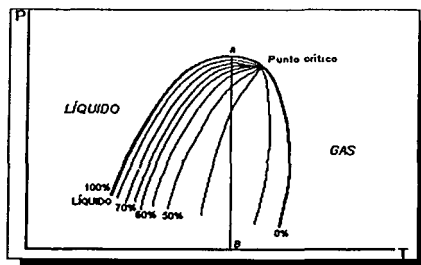


Figura II.3. Yacimiento de aceite volátil.

### II.1.2 Yacimientos de gas.

Si la temperatura del yacimiento rebasa la temperatura crítica del sistema, el fluido que se recuperará será prácticamente gas, y basándose en su diagrama de fases así como a las condiciones que prevalezcan en el yacimiento, éste se ajustará a una de las siguientes categorías:

- Yacimientos de gas y condensado.
- Yacimientos de gas húmedo.
- Yacimientos de gas seco.

#### Yacimientos de gas y condensado.

Se presentan cuando la temperatura del yacimiento cae entre la temperatura crítica y la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos (ver Figura II.4). Es el único tipo de acumulación en donde el comportamiento termodinámico de sus fluidos es determinante en el desarrollo y la deflexión de la presión, debido a que se origina lo que se conoce como condensación retrógrada.

Al inicio de la explotación el yacimiento se encuentra en una fase gaseosa, pero al abatirse la presión isotérmicamente, se alcanza la presión de rocío y se entra a la región de dos fases, con lo que se presenta la condensación (condensación retrógrada) de las fracciones más pesadas e intermedias que se depositan como líquido en los poros de la roca, pero al no alcanzarse la saturación crítica de estos líquidos, no fluyen y el efecto se vuelve dañino.

Los fluidos producidos por estos yacimientos presentan relaciones gas-aceite entre 8 000y 70 000 scf/STB, densidades por encima de los 0.78 gr/cm<sup>3</sup> (50 °API) y coloraciones muy ligeras.

La composición de estos fluidos es de regulares cantidades de intermedios en la mezcla original y su producción en superficie se da dentro de la región de 2 fases.

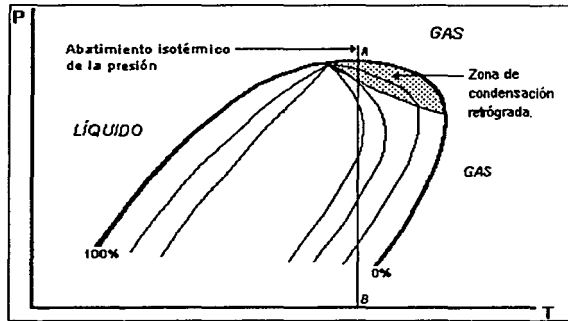


Figura II.4. Yacimiento de gas y condensado.

#### Yacimientos de gas húmedo.

Su diagrama de fases típico se muestra en la Figura II.5. La temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla de hidrocarburos, por tal razón los fluidos en el yacimiento siempre permanecerán en fase gaseosa, como se esquematiza con la línea A-B.

Cuando estos fluidos son llevados a la superficie entran a la región de dos fases por lo que una pequeña parte se condensará con lo que se recuperará un poco de líquido. La composición de los fluidos producidos es de pequeñas cantidades de intermedios en la mezcla general.

El líquido recuperable tiende a ser transparente, sus relaciones gas-aceite varían de 60 000 a 100 000 scf/STB y sus densidades rebasan los 0.74 gr/cm<sup>3</sup> (60 °API).

#### Yacimientos de gas seco.

Los fluidos que comprenden estos yacimientos se encuentran en fase gaseosa y contienen principalmente metano con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados.



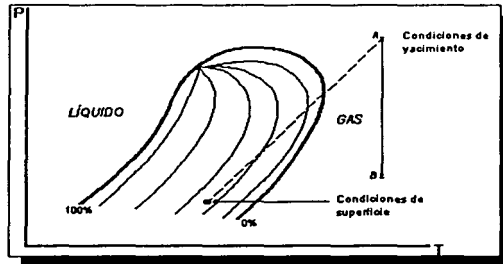


Figura II.5. Yacimiento de gas húmedo.

Particularmente estos fluidos, a condiciones de yacimiento y de superficie, nunca entran en la región de dos fases (ver Figura II.6), así como tampoco durante todo el proceso de la explotación.

Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquido en la superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un húmedo es arbitraria y en general un sistema de hidrocarburos que produce con relaciones gas-aceite mayores a 100 000 scf/STB es considerado como de gas seco.

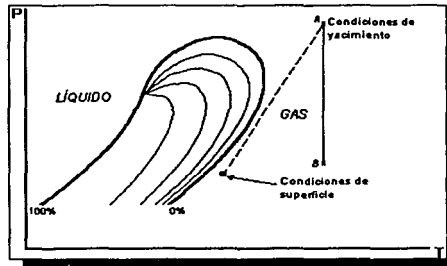


Figura II.6. Yacimiento de gas seco.

En este tipo de clasificación no se observan diferencias entre yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados, ya que depende únicamente de las propiedades de los fluidos y no del medio poroso donde afectan las fracturas.

## II.2 CLASIFICACIÓN LITOLÓGICA DE YACIMIENTOS.

Del tipo de litología dependen tanto los valores como la distribución de las características fundamentales de porosidad, permeabilidad y compresibilidad de las formaciones productoras.

Estas características pueden ser originales como la porosidad intergranular (porosidad primaria), o secundarias resultantes de cambios químicos como la disolución en las calizas o el fracturamiento en cualquier tipo de roca y debido a esto último es que se tendrán yacimientos homogéneos y yacimientos naturalmente fracturados.

A excepción de los casos contados en rocas ígneas y metamórficas (rocas misceláneas), la mayor parte de las reservas mundiales de aceite y gas se encuentran en rocas detríticas o químicas.

Las rocas detríticas (arenas y areniscas) representan el 62% de los campos y contienen el 60% de las reservas mundiales. Las rocas calcáreas, calizas y dolomías, representan el 32% de los campos y tendrían el 40% de las reservas mundiales. Sin embargo, las rocas almacenadoras (rocas misceláneas), que no pertenecen a estas dos categorías se encuentran en el 6% de los campos y representan poco menos del 1% de las reservas mundiales.

Por lo que se puede concluir que la clasificación litológica de los yacimientos se resume a tres tipos básicos:

### II.2.1 Yacimientos de rocas detríticas o clásticas.

Son resultado de la acumulación de elementos arrancados a rocas preexistentes por la erosión, sedimentados y cementados o no después de su depositación. Dentro de estas se tienen las:

- a) Arenas limpias.
- b) Arenas arcillosas.
- c) Arenas limosas.
- d) Areniscas síliceas.
- e) Arena feldespática.
- f) Areniscas calcáreas.
- g) Conglomerados.

Debido a los esfuerzos de origen tectónico o por intrusión que ocurren en las formaciones se pueden producir deformaciones diversas, las cuales dependen de la magnitud del esfuerzo, de la extensión estratigráfica y de las características litológicas, de tal manera que en los tres

últimos casos predomina el fracturamiento por ser rocas cementadas de alta dureza y poco flexibles.

### **II.2.2 Yacimientos de rocas carbonatadas, calizas y dolomías.**

Comprenden todas las rocas sedimentarias, constituidas en su mayor parte por minerales carbonatados, entre los cuales, los dos principales son la calcita y la dolomita.

Su formación es resultado de acciones variadas tales como precipitación química "in-situ", precipitación bioquímica, destrucción de rocas calizas preexistentes, modificaciones mineralógicas y fenómenos de disolución y precipitación durante la diagénesis o posteriormente a ella.

La mayor parte de las rocas carbonatadas pueden contener hidrocarburos explotables. Sus características de porosidad y permeabilidad, pueden ser de origen primario, pero la mayoría de los yacimientos carbonatados presentan características secundarias resultantes de fenómenos que actúan sobre la roca después de su litificación. Entre las rocas más importantes se tienen:

- a) Caliza porosa cristalina (calcítica y dolomítica).
- b) Caliza cavernosa cristalina (calcítica y dolomítica).
- c) Caliza oolítica.
- d) Dolomita sacaroidal.
- e) Caliza fracturada (porosidad secundaria).
- f) Brecha.

Debido a la razón anterior mencionada sobre los esfuerzos, prácticamente todas estas rocas se encuentran naturalmente fracturadas y de hecho son las que contienen la mayoría de las reservas probadas de hidrocarburos en México.

### **II.2.3 Yacimientos de rocas misceláneas.**

Incluyen a las rocas ígneas y metamórficas o a la mezcla de ambas. Este tipo de yacimientos son poco comerciales y muy raros. Donde se obtiene producción económica, el yacimiento se encuentra apoyado sobre sedimentos de los cuales probablemente emigró el petróleo, mismo que ocupó los espacios formados por el intenso fracturamiento debido a los esfuerzos, que es frecuente en estas rocas. Otra forma de ocurrencia de yacimientos en roca volcánica se debe a que éstas se encuentran intercaladas en la secuencia sedimentaria.

### II.3 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A SU TRAMPA ESTRUCTURAL.

Las trampas estructurales (ver Figura II.7), son el resultado de movimientos de la corteza terrestre. Los anticlinales son los más importantes, habiendo producido el 80% del petróleo extraído de todos los campos del mundo.

Según Wilson<sup>(6)</sup> las principales trampas estructurales son las siguientes:

1. Anticlinales.
2. Estructuras debidas a sal (*Domos*).
3. Hidrodinámicas.
4. Fallas.

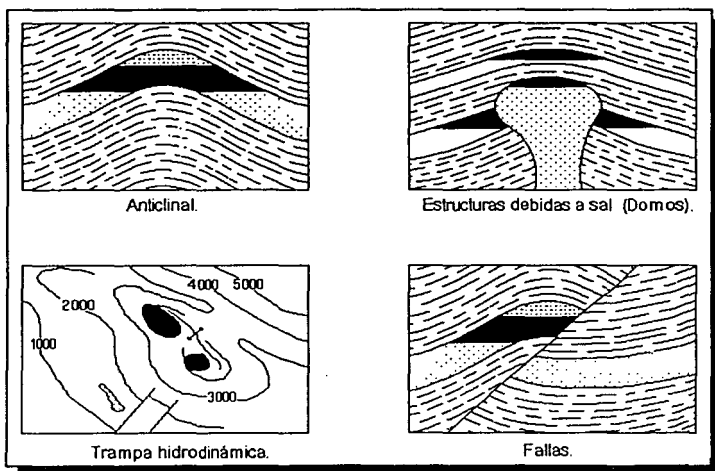


Figura II.7 Principales trampas estructurales.

**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

#### II.4 CLASIFICACIÓN DE ACUERDO A SU TRAMPA ESTRATIGRÁFICA.

Si en una roca almacenadora con buena porosidad se produce una desaparición de la porosidad echado arriba, se forma una trampa propicia para almacenar hidrocarburos tan efectiva como cualquier otra.

La terminación de la permeabilidad puede ser abrupta, como en el caso de un receptáculo inclinado que es truncado y subsecuentemente sellado; o bien, puede ser gradual como en el caso de un cambio de facies. Ya que el entrapamiento es principalmente debido a fenómenos estratigráficos y no diastróficos, a las acumulaciones por variaciones de permeabilidad se les llama generalmente **TRAMPAS ESTRATIGRÁFICAS**.

De acuerdo a Wilson<sup>(6)</sup> las trampas estratigráficas se pueden clasificar en:

1. Debidas a cambios de permeabilidad por sedimentación.
2. Debidas a cambios de permeabilidad causados por aguas subterráneas.
3. Debidas a cambios de permeabilidad por truncamiento y sello.

Para los últimos dos casos de clasificación (estructural y estratigráfica) se puede decir que no siempre se presentan de manera independiente, sino que por el contrario se combinan para la formación de las trampas. Estas trampas serán las que ocasionen que el aceite no siga migrando y permitirán el aislamiento de las rocas almacenadoras, las cuales serán homogéneas o fracturadas dependiendo de los esfuerzos a los que han sido sometidas y de la composición de las mismas como se mencionó anteriormente.

## CAPITULO III

### REGISTROS GEOFÍSICOS.

El análisis detallado de un conjunto de datos obtenidos a partir de los registros geofísicos permiten derivar e inferir valores precisos para las saturaciones de hidrocarburos y de agua, de porosidad, de permeabilidad y de litología de la roca del yacimiento. Será a través de las lecturas de los registros geofísicos mediante las cuales se pueda intuir la presencia de sistemas de doble porosidad. A continuación se presentan algunos de los registros considerados útiles en los análisis de las distintas áreas de ingeniería petrolera.

#### III.1 REGISTROS DE RESISTIVIDAD.

A través de la interpretación de estos puede ser determinada la resistividad a diferentes radios de investigación del pozo, lo cual permite inferir la resistividad de la formación y deducir a partir de esta la probable presencia de hidrocarburos.

El registro laterolog profundo (LLD)<sup>(7)</sup> cubre el rango mas amplio de resistividades ( 0.2 a 40 000 Ohm-m) y posee un radio de investigación mayor comparado con los otros registros laterolog, ya que alcanza a registrar datos mas allá de la influencia que tiene el lodo de perforación en la formación.

El registro laterolog somero (LLS) tiene la misma resolución vertical que el registro LLD (2 pies) pero responde de manera mas pronunciada a la región alrededor del agujero afectada por la invasión (zona lavada).

El registro MicroSFL (MSFL) registra principalmente las resistividades en la zona del enjarre del lodo de perforación.

El objetivo de estos registros es medir la resistividad real de la formación la cual depende de:

1. La resistividad de agua de formación.
2. La cantidad de agua presente.
3. La geometría estructural de los poros.

En yacimientos homogéneos estos registros dan información diferente, por ejemplo, permiten identificar zonas en las cuales se tiene la presencia de arcillas. Esto último se presenta cuando las líneas de registro de resistividad del MSFL, LLS y LLD se juntan demasiado, inclusive pueden llegar a interferirse mutuamente.

Bajo condiciones apropiadas, las herramientas de resistividad pueden ser bastante eficaces para localizar zonas fracturadas. La detección de fracturas se basa en el principio de que un dispositivo con mayor profundidad de observación en la formación recibe menos influencia de una fractura que uno de lectura poco profunda. De esta manera en la Figura III.1 se muestra un ejemplo de detección de fracturas con el registro DLL-MSFL, cuando la lectura profunda (LLD) está mas separada de la lectura somera (MSFL) entonces hay indicios de una zona fracturada.

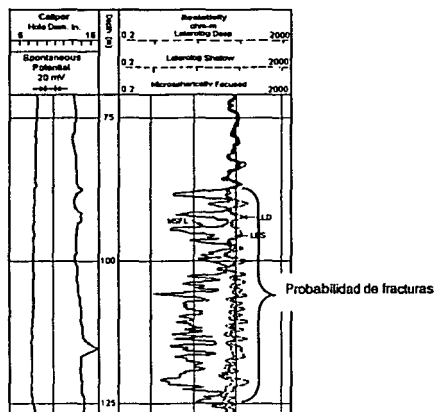


Figura III.1. Identificación de fracturas con un registro DLL-MSFL.

### III.2 REGISTRO DE POROSIDAD.

La porosidad de las rocas puede obtenerse a partir del registro sísmico, el registro de densidad o el registro de neutrones. Estas herramientas ven afectadas sus respuestas por la porosidad, los fluidos y la matriz de la formación. Pero si se conocen los efectos de los fluidos y la matriz, la respuesta puede relacionarse con la porosidad.

Las lecturas de los registros de porosidad tomados en yacimientos homogéneos van a diferir también con las de yacimientos fracturados debido a las anomalías causadas por el efecto de las fracturas.

### III.2.1 Registro sísmico.

El registro sísmico es simplemente un registro en función del tiempo  $t$ , que requiere una onda sonora para atravesar un pie de formación, este tiempo es conocido como tiempo de tránsito ( $\Delta t$ ). El tiempo de tránsito para una formación determinada depende de su litología y su porosidad. Cuando se conoce la litología, esta dependencia de la porosidad hace que el registro sísmico sea muy útil como registro de porosidad con lo cual se podrán obtener porosidades tanto en yacimientos homogéneos como en fracturados.

Uno de los indicadores de fracturas más antiguos es la reflexión de las ondas sísmicas dentro y alrededor del agujero revestido. Las mediciones basadas en la propagación de ondas sísmicas responden a las propiedades mecánicas de la roca y el medio no las afecta.

En zonas fracturadas, la apariencia del tren de ondas que se obtiene mediante el registro de Densidad Variable (VDL), muestra cambios repentinos, zonas borrosas, formas de V invertida, etc. (vea Figura III.2). Estas características sugieren interfaces de diferentes impedancias acústicas entre el transmisor y el receptor de la herramienta sísmica. Tales anomalías de propagación pueden ser provocadas por fracturas abiertas. Desafortunadamente, también pueden producirse anomalías similares con cambios en el diámetro del agujero o debido a capas delgadas de diferente litología o inclusive a un sistema de fracturas "que ha sanado" (cerrado).

### III.2.2 Mediciones de densidad.

La respuesta de la herramienta del registro de densidad está determinada esencialmente por la densidad de los electrones (número de electrones por centímetro cúbico) de la formación. La densidad de los electrones está relacionada con el volumen de densidad real  $\rho_v$ , que a su vez depende de la densidad del material de la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que llenan los poros; y para el caso de yacimientos fracturados también de las fracturas.



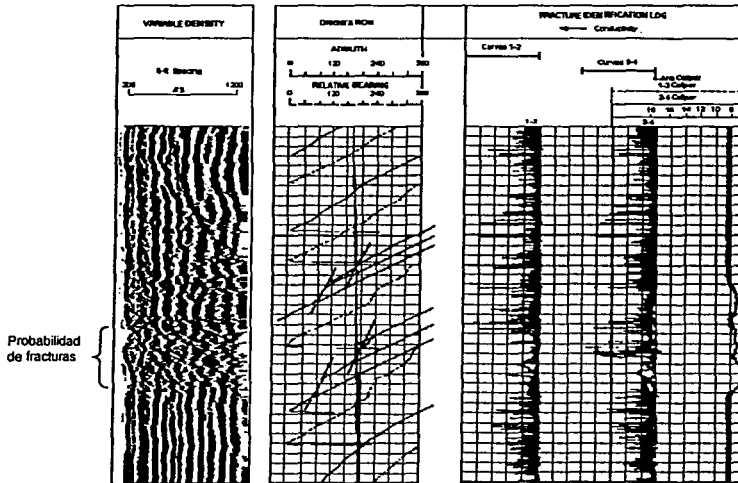


Figura III.2 Identificación de fracturas con VDL y un registro de identificación de fracturas.

La curva de corrección en un registro de densidad,  $\Delta\rho$  es indicador de fracturas.  $\Delta\rho$  es una medición de la corrección hecha a la densidad real para compensar el efecto del enjarre y el hecho de que la herramienta de densidad no se asiente perfectamente contra la pared del agujero. Si la curva de  $\Delta\rho$  indica valores anormalmente bajos entonces se puede inferir la probabilidad de fracturas.  $\Delta\rho$  también responde a lavados no asociados con fracturas, por lo que se debe tener mucho cuidado al usarlo como indicador de fracturas (Figura III.3).

### III.3 REGISTRO DE ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMMA.

Al igual que el registro de GR, el NGS o registro de espectrometría de rayos gamma naturales mide la radioactividad natural de las formaciones. A diferencia del registro de GR que solo mide la radioactividad total, este registro mide el número de rayos gamma y el nivel de energía de cada uno y permite determinar las concentraciones de potasio, torio y uranio radiactivos en la formación.

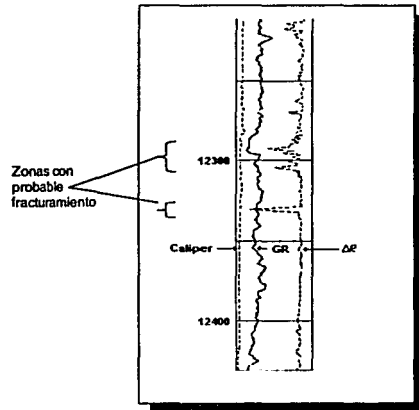


Figura III.3. Alta actividad de  $\Delta\rho$ , frente a posibles fracturas.

El registro NGS se puede utilizar para detectar, identificar y evaluar minerales radioactivos y también para identificar el tipo de arcilla y calcular los volúmenes de arcilla. Esto a su vez, puede proporcionar una perspectiva de la fuente, el medio ambiente de depósito, la historia diagenética y las características petrofísicas (área de la superficie, estructura de los poros, etc.) de la roca.

En la migración de fluidos pueden quedar depositados en las fracturas ciertos minerales conteniendo uranio. En el caso de aguas de formación con fuertes contenidos de sal de uranio, valores anormalmente altos de radioactividad (picos en la curva de uranio) pueden señalar la presencia de fracturas (Figura III.4).

La separación entre las curvas de radioactividad total ( $SGR = GR \propto U+Th+K$ ) y radioactividad corregida por efecto del uranio ( $CGR = GR - U$ ) del registro, permite identificar en forma inmediata los intervalos no arcillosos (del punto de vista mineralógico), con alto contenido de uranio, como podrían ser zonas fracturadas.

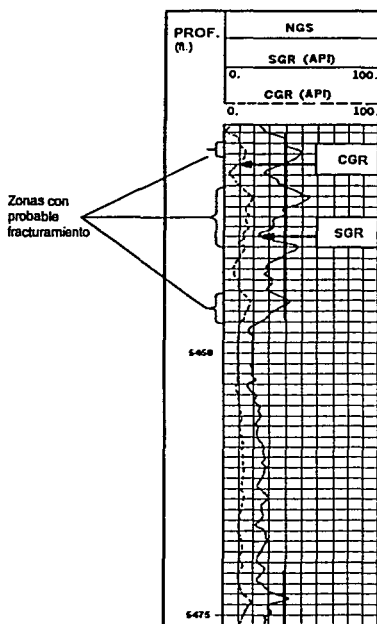


Figura III.4 Registro de espectroscopia de rayos gamma para la identificación de fracturas.

#### III.4 REGISTRO DE ECHADOS.

Estos registros calculan la inclinación de las capas subterráneas y también la orientación del echado. También se determina la desviación y la dirección del agujero.

Inicialmente los registros de echados fueron muy útiles en la definición estructural de las formaciones y en la identificación de estructuras geológicas como pliegues y fallas.

Puesto que estos registros funcionan en base a un principio de medición de microrresistividades, cuando se presentan anomalías en la medición de estas últimas, es posible identificar fracturas. Una presentación especial de las mediciones de microrresistividad, llamada registro FIL de identificación

de fracturas, tal vez sea uno de los métodos mas sencillos y eficaces para detectar fracturas. Cuando el lodo filtrado invade un sistema de fracturas, generalmente provoca una lectura de microrresistividad mas baja frente a la fractura. La herramienta consta de cuatro patines separados  $90^\circ$  y una comparación de las mediciones de patines adyacentes puede indicar la presencia de fracturas. Si no existen diferencias, la probabilidad de fracturas es baja, si existen grandes diferencias, la probabilidad es alta (tal diferencia es clara en la Figura III.5). Las curvas 1 y 3 miden resistividades mucho mas bajas que las curvas 2 y 4 sobre un intervalo corto del ejemplo. Al hacer una superposición de las curvas de microrresistividad de patines adyacentes, como lo muestra el registro FIL de la Figura III.6, aparece claramente la zona probablemente fracturada.

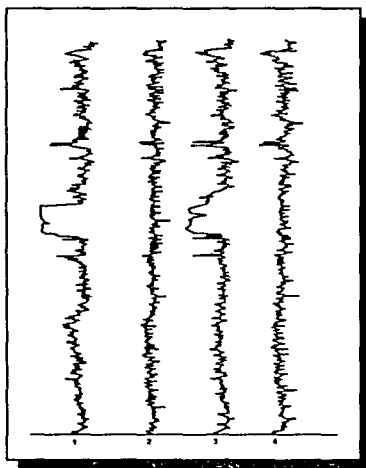


Figura III.5. Datos de echado que indican anisotropía y tal vez fracturas.

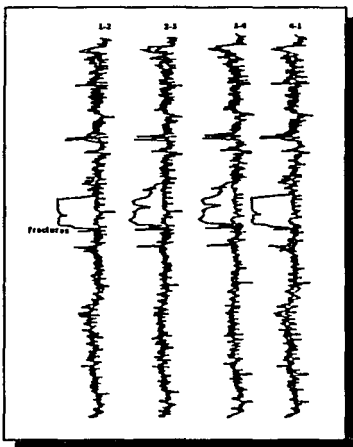


Figura III.6. Indicación de fracturas en la presentación FIL de los datos de echado de la Figura III.5.

### III.5 REGISTRO FMS.

La herramienta FMS está formada por cuatro patines, cada uno contiene 16 electrodos. La herramienta cubre el 40% de la pared del agujero de un diámetro de 8.5" con una resolución de 7.5 mm.

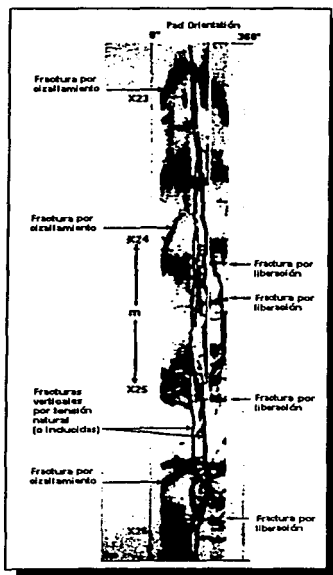
El Microbarredor de Formaciones (FMS) obtiene imágenes orientadas, bidimensionales y de alta resolución de las variaciones de microrresistividad alrededor de la pared del agujero. El concepto de medición es una extensión de la tecnología del registro de echado de Schlumberger.

El servicio FMS proporciona al geólogo detalles sobre la formación que anteriormente solo podían obtenerse con muestras. Estas características o heterogeneidades pueden identificar:

- Estratificación depositada sobre varios regímenes de flujo, tales como estratificación cruzada de canal o tabulares, ondas, capas muy delgadas y capas con estratificación graduada.
- Estratificación sujeta a distorsiones posteriores al depósito tales como falla, pliegue o derrumbe.

- Características no estratificadas como fracturas, oquedades, cavernas, guijarros, concreciones, fisuras, estilolitas, etc.

Una de las principales aplicaciones del Microbarredor de Formaciones (FMS), es la detección de fracturas naturales y estas van desde una fracción de milímetro hasta varios centímetros de ancho. La herramienta tiene una excelente resolución vertical y pueden distinguirse dos fracturas separadas 4 pulg. La herramienta FMS también puede distinguir entre fracturas abiertas y cerradas. La Figura III.7 muestra una red de fracturas en un granito somero.



**TESIS CON  
FALLA DE ORIGEN**

Figura III.7. Imágenes orientadas obtenidas a partir de un registro FMS.

Las ondas seno corresponden a fracturas de cizalle. Los rasgos verticales pueden ser fracturas por tensión natural o inducidas en la operación de perforación. Las pequeñas líneas horizontales son fracturas debidas a una liberación de esfuerzos<sup>(9)</sup>.

### III.6 REGISTRO FMI.

La herramienta FMI es parte de una nueva generación de herramientas de imágenes, esta tiene 8 patines con 24 electrodos por cada patín dando un total de 192 electrodos. La resolución es de 5 mm y cubre el 80% de la pared del pozo de 8.5"<sup>(10)</sup>.

En lodos conductivos, el registro FMI provee imágenes eléctricas que son casi insensibles a las condiciones del agujero y ofrecen información cuantitativa, particularmente para el análisis de fracturas.

Las imágenes son sensibles a los cambios sedimentológicos finos y a los cambios tectónicos. Su alta resolución permite el análisis mas abajo del nivel de grano en microconglomerados y materiales de cuarzo. Al cubrir gran parte de la pared del agujero provee información útil para la interpretación de estructuras complejas y aclara dudas durante los procesos de interpretación.

La aplicación de imágenes incluye análisis de estructuras, caracterización de cuerpos sedimentarios, evalúan texturas de rocas y redes de fracturas<sup>(11)</sup>.

En la Figura III.8 se muestra una imagen de un registro FMI en la cual se muestran fracturas naturales que están llenas con fluido conductivo en un granito.

### III.7 DETECCIÓN DE FRACTURAS.

Desafortunadamente ninguna herramienta de registros por si sola asegura la presencia de fracturas, aunque estas, en particular las abiertas, pueden afectar la respuesta de algunas herramientas de registro.



Figura III.8. Imagen de un registro FMI.

Sin embargo, el efecto es generalmente notorio. Así pues, en la búsqueda de fracturas con mediciones de registros, es necesario comprender tanto la física básica de la herramienta como la geometría de todas las mediciones involucradas. Generalmente, solo la experiencia permite definir los métodos que, en un lugar dado, darán los mejores resultados.

Al buscar con los registros zonas fracturadas, la búsqueda se concentra generalmente en áreas donde se sospecha su presencia por las siguientes razones:

- Antecedentes locales de fracturas naturales.
- Falta de precisión en los registros sísmicos.
- Extrapolación de observaciones de afloramientos.
- Aumento de la velocidad de penetración de la broca.
- Presencia de cristales en los cortes de perforación.
- Pérdidas de circulación durante la perforación.
- Mala recuperación de muestras.



- Muestras fracturadas.
- Resultados de pruebas incompatibles con las porosidades y permeabilidades conocidas o estimadas.
- Interferencia de presión entre pozos (producción o inyección).
- Cáliper (calibrador de diámetro de agujero).
- Comportamiento de producción.

## CAPÍTULO IV

### PRUEBAS DE PRESIÓN.

Las pruebas de presión consisten básicamente en generar y medir variaciones de presión en los pozos y el objetivo es obtener información del sistema roca-fluidos y de los mismos pozos, a partir de las citadas variaciones de presión. La información que se obtiene es diversa y se utiliza para el análisis de optimización de los yacimientos e incluye daño, permeabilidad, porosidad, presión media, discontinuidades, etc.

De manera breve en este capítulo se presentarán algunos ejemplos para ver la diferencia entre una prueba de presión (de incremento y decremento) en yacimientos homogéneos y en yacimientos naturalmente fracturados.

#### IV.1 CONCEPTOS BÁSICOS.

##### Factor de daño.

Un concepto relacionado con el pozo y la formación es el efecto de daño (S). De acuerdo a Agarwal (1970) y Ramey (1970)<sup>(12)</sup> el efecto de daño es una caída adicional de presión que ocurre alrededor del pozo. La caída de presión es causada por las siguientes condiciones:

- Reducción de la permeabilidad cerca del agujero causada por la perforación
- Incremento de la permeabilidad cerca del agujero (tratamientos de estimulación)
- Turbulencia
- Penetración parcial
- Desviación del pozo
- Condiciones de operación en la terminación del pozo

Este efecto es representado por un factor de daño, S, el cual está relacionado con la caída de presión debida al daño,  $\Delta P_s$  por:

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q \mu B S}{kh} \quad \text{Ec.IV.1}$$

Donde:

$\Delta P_s$  = caída de presión debida al daño (psi).

$q$  = gasto (bl/día).

$\mu$  = viscosidad (cp).

$S$  = daño (adimensional).

$K$  = permeabilidad (md).

$h$  = espesor (ft).

$(-5 < S < \infty)$

Si se considera un espesor finito:

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \text{Ln} \frac{r_s}{r_w} \quad \text{Ec.IV.2}$$

Donde:

$K_s$  es la permeabilidad debida al daño (md).

$r_s$  es el radio de la zona dañada.

$r_w$  es el radio del pozo.

Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados el factor de daño se calcula de la misma manera que en yacimientos homogéneos, y aquí se puede decir que los valores esperados pueden variar en gran parte por el efecto de turbulencia debido a la mayor permeabilidad en los pozos fracturados.

#### Efecto de almacenamiento.

Cuando empieza a producir un pozo, parte del fluido que es producido en la superficie es el que ya existía en el agujero antes de iniciar la producción. La capacidad del pozo para almacenar o descargar fluidos es conocido como almacenamiento del pozo.

La constante de almacenamiento<sup>(13)</sup> C, está definida por:

$$C = \frac{\Delta V}{\Delta p}$$

Ec. IV. 3

Donde:

C es la constante de almacenamiento (bls/psi).

$\Delta V$  es el cambio de volumen de fluido en el pozo a las condiciones medias del pozo (bls).

$\Delta p$  es el cambio en la presión de fondo (psi).

En yacimientos naturalmente fracturados se espera que este efecto sea de mayor magnitud debido a las producciones sensiblemente mayores que generalmente presenta un medio fracturado con respecto a uno homogéneo.

#### IV.2 PRUEBA DE DECREMENTO DE PRESIÓN.

En este tipo de prueba el pozo no está en producción, es estable y está cerrado; después se abre al flujo.

La etapa ideal para efectuar este tipo de prueba es al principio de la explotación, con la cual se estimarán la permeabilidad, daño y volumen drenado. Una de las ventajas es que es económica, ya que no hay cierre. Una de sus grandes desventajas es la dificultad para mantener el gasto de producción constante, sin embargo en muchos casos se considera como tal (Figura IV.1).

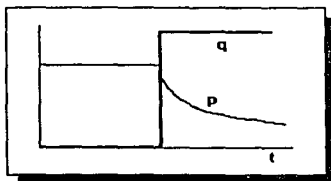


Figura IV.1. Comportamiento de gasto y presión en una prueba de decremento.

Este tipo de prueba es un buen método para determinar los límites del yacimiento, esto es debido a que el tiempo requerido para observar la respuesta de frontera es prolongado.

Al realizar análisis de pruebas de decremento de presión aplicando el método de Miller-Dyes-Hutchinson (MDH) y Horner tanto en yacimientos homogéneos como en fracturados, se ha observado que para algunas propiedades las diferencias que permiten distinguir entre un yacimiento y otro no son muy notables. En cambio la gráfica de la derivada, que es una gráfica de diagnóstico de flujo, presenta mejor las diferencias entre ambos sistemas. Dicha gráfica presenta el comportamiento de  $(\log t)$  vs.  $(\log tdp/dt)^{(14)}$ .

A continuación se realizarán algunos cálculos para la obtención de ciertos parámetros en una prueba de decremento para un yacimiento homogéneo y uno naturalmente fracturado, con la intención de observar y comparar las gráficas e ilustrar lo dicho anteriormente.

**Ejemplo 1. Caso para un yacimiento homogéneo:**

Se tiene la siguiente información de una prueba de decremento de presión y del pozo donde se llevó a cabo:

- $Q_o = 2500$  BPD
- $B_o = 1.21$
- $\mu_o = 0.92$  cp
- $\phi = 0.21$
- $C_t = 8.72 \times 10^{-6}$  psi<sup>-1</sup>
- $r_w = 0.41$  ft
- $h = 23$  ft
- $P_{(t=0)} = 6009.0$  psi

Tiempo (t) (hrs.)	Presión (P) (psi)	dt, (t <sub>i</sub> - t <sub>i-1</sub> ) (hrs)	dP, (P <sub>i-1</sub> - P <sub>i</sub> ) (psi)	dP/dt (psi/hrs)	t(dP/dt) (psi)	ΔP, (P <sub>i-1</sub> - P <sub>i</sub> ) psi
0	6009					
0	6009	0	0			
0.0167	5867.82	0.0167	141.18	8453.892216	141.18	141.18
0.02237	5819.44	0.00304	26.49	8713.815789	194.9280592	189.56
0.02997	5765.01	0.00407	27.49	6754.299754	202.4263635	243.99
0.04016	5688.36	0.00547	32.54	5948.8117	238.9042779	320.64
0.0538	5587.43	0.00732	55.49	7580.601093	407.8363388	421.57
0.0721	5459.7	0.0098	61.96	6322.44898	455.8485714	549.3
0.09655	5306.48	0.01313	83.27	6341.964966	612.3167174	702.52
0.12935	5117.79	0.01759	93.32	5305.287095	686.2388857	891.21
0.1733	4886.13	0.02358	123.61	5242.154368	908.465352	1122.87
0.23217	4635.16	0.03159	133.97	4240.899019	984.6095252	1373.84
0.311	4365.85	0.0423	135.23	3196.926714	994.244208	1643.15
0.41669	4089.84	0.05668	129.86	2291.107975	954.6817819	1919.16
0.55824	3835.59	0.07594	124.57	1640.373979	915.7223703	2173.41

1.1597	3411.56	0.15776	53.67	340.2003043	394.5302928	2597.44
1.55366	3318.8	0.21136	42.8	202.4981075	314.6132097	2690.2
2.08144	3263.02	0.28315	26.36	93.0955324	193.772765	2745.98
2.78852	3216.27	0.37934	15.01	39.56872463	110.33818	2792.73
3.73579	3175.4	0.50821	24.94	49.07420161	183.3309116	2833.6
6.70502	3114.87	0.91212	18.59	20.38109021	136.6556175	2894.13
8.98274	3081.99	1.22198	10.79	8.82993175	79.31698113	2927.01
12.0342	3047.29	1.6371	14.78	9.02815955	108.6466777	2961.71
13.9291	3037.98	1.8949	9.31	4.913188031	68.4362874	2971.02
21.6	2988.93	2.9392	13.92	4.73598258	102.2972237	3020.07

Tabla IV.1. Datos y cálculos utilizados para las gráficas MDH y de la derivada.

Calcular:

- (a).- Factor de almacenamiento (C),
- (b).- Permeabilidad absoluta ( $K_0$ ) y
- (c).- Factor de daño (S).

Solución:

- (a) Para el cálculo de C se utiliza la gráfica  $\log t$  vs.  $\log \Delta P$  con pendiente unitaria, puesto que en este periodo de tiempo predominan los efectos de almacenamiento. La ecuación utilizada es la siguiente:

$$C = \frac{qB\Delta t}{24\Delta P}$$

Ec.IV.4.

La gráfica log-log de los datos de prueba se presenta en la Figura IV.2, misma en la que se presenta la gráfica de la derivada (que posteriormente se analizará), en esta se observa que a partir de la recta de pendiente unitaria, para una  $\Delta t=0.023$  se tiene  $\Delta P=179.46$ . Por lo tanto, usando la ecuación anterior se tiene:

$$C=(2500 \times 1.21 \times 0.023) / (24 \times 179.46)= 0.0162 \text{ bl/psi}$$

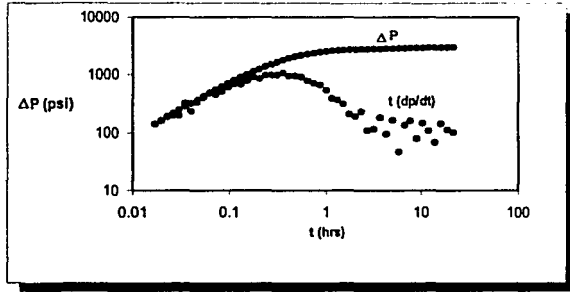


Figura IV.2 Gráfica de la derivada para un yacimiento homogéneo (prueba de decremento).

- (b) Para el cálculo de  $K_o$  se utiliza la Ecuación IV.5 y la gráfica semi-log de  $\log t$  vs.  $P$  (Figura IV.3), donde se lee la pendiente  $m$  correspondiente a la recta.

$$K_o = -\frac{162.6qB\mu}{mh} \tag{Ec.IV.5}$$

La gráfica semi-log se muestra en la Figura IV.3, en la que se tiene  $m = -255$  psi/ciclo y la  $P_{1hr} = 3335$ psi (en la recta extrapolada).

Utilizando la Ecuación IV.5 se tiene:

$$K_o = -162.6 (2500 \times 1.21 \times 0.92) / (-255 \times 23) = 77.15 \text{ md}$$

- (c) Para el cálculo del daño se utiliza la Ecuación IV.6 :

$$S = 1.1513 \left( \frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\Phi \mu C_v r_w^2} \right) + 3.2275 \right) \tag{Ec.IV.6}$$

Al sustituir valores:

$$S = 1.1513 \left( \frac{3335 - 6009}{-255} - \log \left( \frac{47.99}{0.21 \times 0.92 \times 8.72 \times 10^{-6} \times 0.41^2} \right) + 3.2275 \right) = 6.31$$

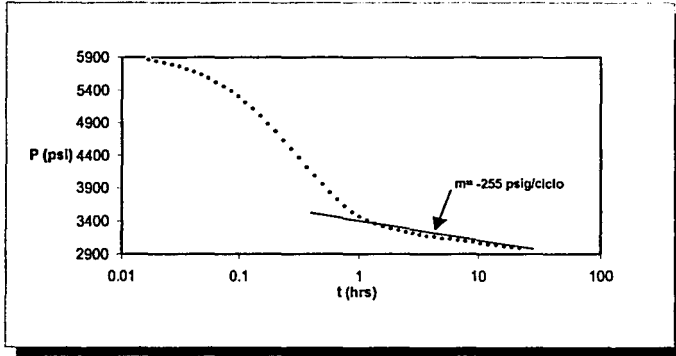


Figura IV.3 Gráfica semi - log para una prueba de decremento en un yacimiento homogéneo.

**Ejemplo 2. Caso para un yacimiento naturalmente fracturado.**

Datos:

$Q_o = 4000$  BPD

$C_1 = 1 \times 10^{-5}$  psi<sup>-1</sup>

$B_o = 1.5$

$r_w = 0.5$  ft

$\mu_o = 0.5$  cp

$h = 100$  ft

$\phi = 0.06$

$P_{(t=0)} = 8994.5$  psi

tiempo (t) (hrs)	Presión (P) (psi)	dt (t-t <sub>i</sub> ) (hrs)	dP (P <sub>i</sub> -P) (psi)	(dP/dt) (psi/hrs)	t(dP/dt) (psi)	ΔP (P <sub>0</sub> -P) (psi)
0	8994.5					
0	8994.5	0	0			
0.000117	8993.91	0.000117	0.59	5042.735043	0.59	0.59
0.000237	8993.231	0.00012	0.679	5658.333333	1.341025	1.269
0.000727	8990.798	0.00018	0.882	4900	3.5623	3.702
0.000927	8989.839	0.0002	0.959	4795	4.444965	4.661
0.001667	8986.462	0.00027	1.212	4488.888889	7.482977778	8.038
0.002707	8982.274	0.00038	1.49	3921.052632	10.61428947	12.226
0.003137	8980.692	0.00043	1.582	3679.069767	11.54124186	13.808



0.003617	8979.021	0.00048	1.671	3481.25	12.59168125	15.479
0.004747	8975.424	0.0006	1.839	3065	14.549555	19.076
0.006977	8969.516	0.00083	2.023	2437.349398	17.00538675	24.984
0.010067	8963.293	0.00114	2.082	1826.315789	18.38552105	31.207
0.011347	8961.229	0.00128	2.064	1612.5	18.2970375	33.271
0.018117	8953.506	0.00198	1.815	916.6666667	16.60725	40.994
0.020327	8951.792	0.00221	1.714	775.5656109	15.76492217	42.708
0.032027	8946.082	0.00342	1.251	365.7894737	11.71513947	48.418
0.050127	8942.115	0.00529	0.856	161.8147448	8.111287713	52.385
0.078167	8939.325	0.00819	0.622	75.94627595	5.936492552	55.175
0.087317	8938.74	0.00915	0.585	63.93442623	5.582562295	55.76
0.135737	8936.678	0.01416	0.481	33.96892655	4.610840184	57.822
0.151527	8936.216	0.01579	0.462	29.2590247	4.433532236	58.284
0.235167	8934.545	0.02445	0.393	16.07361963	3.779984908	59.955
0.364657	8933.138	0.03786	0.327	8.637083994	3.149573138	61.362
0.406887	8932.826	0.04223	0.312	7.388112716	3.006127019	61.674
0.630537	8931.735	0.06539	0.25	3.823214559	2.410678238	62.765
0.976807	8930.861	0.10123	0.202	1.995455893	1.949175284	63.639
1.512947	8930.107	0.15674	0.185	1.180298584	1.785729201	64.393
2.343067	8929.32	0.24269	0.209	0.86118093	2.017804619	65.18
3.628337	8928.346	0.37575	0.267	0.710578842	2.578219505	66.154
5.618327	8927.094	0.58177	0.34	0.584423398	3.283481754	67.406
6.267287	8926.736	0.64896	0.358	0.551651874	3.457360617	67.764
9.704247	8925.153	1.00479	0.416	0.414016859	4.017721864	69.347
15.025707	8923.396	1.55572	0.449	0.288612347	4.336604558	71.104
23.264987	8921.562	2.40874	0.461	0.191386368	4.452601363	72.938
36.021927	8919.71	3.72947	0.463	0.124146326	4.471989908	74.79
40.182087	8919.247	4.16016	0.463	0.111293796	4.472017009	75.253
44.822697	8918.783	4.64061	0.464	0.099986855	4.481680514	75.717

Tabla IV.2. Datos y cálculos utilizados para las gráficas MDH y de la derivada en un yacimiento fracturado (prueba de decremento).

Calcular:

- (a).- Factor de almacenamiento (C),
- (b).- Permeabilidad de fractura ( $K_f$ )
- (c).- Factor de daño (S).

Solución:

(a) Para el cálculo de C se procede igual que en el caso anterior con la Ecuación IV.4.

La gráfica log-log de los datos de prueba se presenta en la Figura IV.4 (también aquí se presenta la gráfica de la derivada). En esta se observa que de la recta de pendiente unitaria, para  $\Delta t = 0.00081$  se tiene  $\Delta P = 4.071$ . Por lo tanto, sustituyendo valores:

$$C = (2500 \times 1.21 \times 0.00081) / (24 \times 4.071) = 0.025 \text{ bl/psi}$$

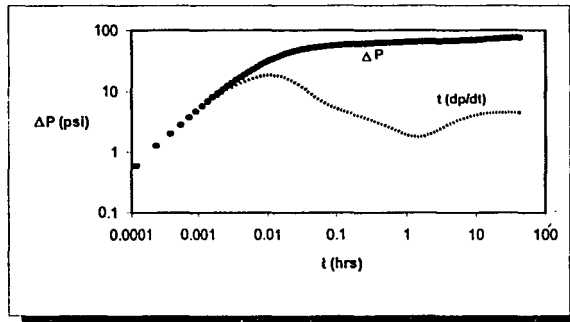


Figura. IV.4 Gráfica de la derivada para un yacimiento fracturado (prueba de decremento).

(b) Para el cálculo de  $K_f$  (nótese que en este caso se calcula  $K_f$  en lugar de  $K_o$ ) se utiliza nuevamente la Ecuación IV.5 y la gráfica semi-log de  $\log t$  vs.  $P$  (Figura IV.5), donde se lee la pendiente  $m$  correspondiente a la recta. Aquí se debe señalar que los datos graficados son aquellos donde ya no se presentan los efectos de almacenamiento con el objetivo de observar solo la respuesta del yacimiento.

De la gráfica semi-log se tiene  $m = -9.5$  y la  $P_{1hr} = 8930.8$  (en la recta extrapolada).

$$K_f = -162.6 (4000 \times 0.5 \times 1.5) / (-9.5 \times 100) = 513.47 \text{ md}$$

(c) Al sustituir valores en la Ecuación IV.6 para calcular el valor de S, se tiene:

$$S = 1.1513 \left( \frac{8930.8 - 8994.5}{-9.2} - \log \left( \frac{530.22}{0.06 \times 0.5 \times 1 \times 10^{-5} \times 0.5^2} \right) + 3.2275 \right) = 0.34$$

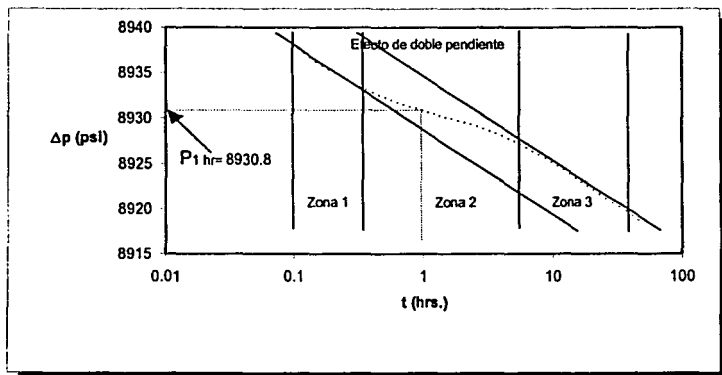


Figura IV.5 Gráfica semi - log para una prueba de decremento en un yacimiento fracturado.

#### IV.2.1 Discusión sobre la gráfica de la derivada para una prueba de decremento.

En las gráficas (log t vs. log ΔP) y (log t vs P) a simple vista no se observan diferencias notables para lograr identificar a un yacimiento fracturado de un homogéneo. Sin embargo con la gráfica de la derivada (log t vs. log t dP/dt) esto si es posible, ya que se puede observar en el gráfico semi-log para un yacimiento fracturado y después de los efectos de almacenamiento, como se presenta una doble pendiente (Figura IV.5) que marcan la transición del sistema simple de porosidad al sistema de doble porosidad que se manifiesta como un mínimo (Figura IV.4) en una curva uniforme en forma de u; mientras que en un yacimiento homogéneo esto no se presenta, ya que en la fig. IV.3 no se tiene la doble pendiente debido a que la respuesta es de un solo medio, de matriz, no así en un yacimiento de doble porosidad o fracturado donde se tienen dos sistemas (matriz y fractura) y en el gráfico de la derivada tampoco se tiene la curva con su respectivo mínimo.

Con respecto a la doble pendiente se hizo una separación por zonas, en donde se explica lo siguiente:

- Zona 1:** En esta zona se tiene solo el aporte de las fracturas, debido a la respuesta inmediata de este sistema.
- Zona 2:** Esta zona se conoce como la zona de transición y aquí se presenta el aporte de las fracturas al sistema de matriz.
- Zona 3:** En esta zona se realiza el aporte de todo el sistema matriz-fractura.

### IV.3 PRUEBA DE INCREMENTO DE PRESIÓN.

En este tipo de prueba el pozo que ya está en producción es cerrado por un tiempo determinado y se mide la presión de fondo del pozo (Figura IV. 6). Estas pruebas se analizan para conocer las propiedades del yacimiento y las condiciones del pozo. Presentan la desventaja de que se tiene que cerrar el pozo; además hay dificultad para mantener un gasto de producción constante  $q$  antes del cierre. Si la variación de  $q$  es significativa (mayor del 20%), se usan métodos de análisis de gasto variable.

La principal ventaja de esta prueba es que después del cierre la condición de gasto constante es más fácil de alcanzar (ya que el gasto es cero).

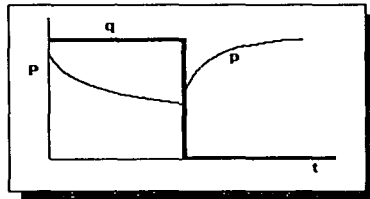


Figura IV.6. Comportamiento de gasto y presión en una prueba de incremento.

La gráfica de la presión de cierre  $P_{ws}$  vs el tiempo de Horner  $(t_p + \Delta t) / \Delta t$  en papel semilogarítmico es comúnmente llamada gráfica de Horner, la cual da el nombre de método de Horner y es utilizado para el análisis de este tipo de pruebas.

Para este caso también son pocas las diferencias entre algunas propiedades de un yacimiento homogéneo y uno naturalmente fracturado, siendo nuevamente la gráfica de la derivada la que manifieste el efecto de la presencia de un sistema de doble porosidad como se verá a continuación.

Ejemplo 3. Caso para una prueba de incremento en un yacimiento homogéneo.

$Q_o = 2338$  BPD

$C_1 = 9.61 \times 10^{-6}$  psi<sup>-1</sup>

$t_p = 24$  hr.

$B_o = 1.327$

$r_w = 0.411$  ft

$\mu_o = 0.87$  cp

$h = 24.5$  ft

$\phi = 0.23$

$P_{wf}(t=0) = 3253.56$  psi

Tiempo ( $\Delta t$ ) (hrs)	Presión (P <sub>wf</sub> ) (psi)	d <sub>e</sub> (f.t.) (ft)	$\Delta P$ (P <sub>i</sub> -P <sub>wf</sub> ) (psi)	$\Delta P/d$ (psi/ft)	$\Delta P(d)$ (psi)	$P_{wf}(P_{wf}-P_i)$ (psi)	$\frac{Q_o \Delta t}{V_{eD}}$
0	3253.56						
0.0167	3399.75	0.0167	146.19	8753.892216	146.19	146.19	1438.1257
0.025	3469.33	0.0083	69.58	8383.13253	209.5783133	215.77	961
0.0333	3536.74	0.0083	67.41	8121.686747	270.4521687	283.18	721.72072
0.0667	3786.36	0.0084	59.56	7090.47619	472.9347619	532.8	360.82009
0.075	3844.3	0.0083	57.94	6980.722892	523.5542169	590.74	321
0.1083	4058.57	0.0083	51.21	6169.879518	668.1979518	805.01	222.60665
0.1167	4108.35	0.0084	49.78	5926.190476	691.5864286	854.79	206.65553
0.15	4293.26	0.0083	44.2	5325.301205	798.7951807	1039.7	161
0.1833	4457.81	0.0083	39.36	4742.168675	869.2395181	1204.25	131.9329
0.1917	4496.1	0.0084	38.29	4558.333333	873.8325	1242.54	126.19562
0.2333	4671.77	0.0083	33.16	3995.180723	932.0756627	1418.21	103.87184
0.2417	4704.03	0.0084	32.26	3840.47619	928.2430952	1450.47	100.29665
0.3167	4956.84	0.0167	50.84	3044.311377	964.1334132	1703.28	76.781497
0.4	5173.01	0.0167	38.67	2315.568862	926.2275449	1919.45	61
0.4167	5209.65	0.0167	36.64	2194.011976	914.2447904	1956.09	58.595392
0.5	5366.23	0.0167	28.11	1683.233533	841.6167665	2112.67	49
0.5333	5418.25	0.0333	52.02	1562.162162	833.1010811	2164.69	46.002813
0.7667	5667.03	0.0334	26.09	781.1377246	598.8982934	2413.47	32.302987
0.9333	5767.14	0.0333	16.65	500	466.65	2513.58	26.715204
0.9667	5782.44	0.0334	15.3	458.0838323	442.8296407	2528.88	25.82673
1.4	5903.19	0.1	18.92	189.2	264.88	2649.63	18.142857
1.5	5918.12	0.1	14.93	149.3	223.95	2664.56	17
2	5969.71	0.1	7.67	76.7	153.4	2716.15	13
2.1	5976.6	0.1	6.89	68.9	144.69	2723.04	12.428571
2.6	6003.18	0.1	4.53	45.3	117.78	2749.62	10.230769
3.1	6022.16	0.1	3.4	34	105.4	2768.6	8.7419355
3.2	6025.4	0.1	3.24	32.4	103.68	2771.84	8.5
3.7	6039.69	0.1	2.63	26.3	97.31	2786.13	7.4864865
4.2	6051.57	0.1	2.22	22.2	93.24	2798.01	6.7142857

4.7	6061.72	0.1	1.91	19.1	89.77	2808.16	6.106383
6	6082.58	0.5	7.25	14.5	87	2829.02	5
8.5	6109.66	0.5	4.48	8.96	76.16	2856.1	3.8235294
16.5	6152.54	0.5	1.74	3.48	57.42	2898.98	2.4545455
19	6160.19	0.5	1.41	2.82	53.58	2906.63	2.2631579
21.5	6166.48	0.5	1.17	2.34	50.31	2912.92	2.1162791
24	6171.75	0.5	0.98	1.96	47.04	2918.19	2
35	6187.58	5	6.05	1.21	42.35	2934.02	1.6857143
48	6198.29	3	2.01	0.67	32.16	2944.73	1.5

Tabla IV.3. Datos y cálculos utilizados para las gráficas de Horner y de la derivada en un yacimiento homogéneo (prueba de incremento).

Calcular:

- (a).- Factor de almacenamiento (C),
- (b).- Permeabilidad absoluta ( $K_0$ )
- (c).- Factor de daño (S).

Solución:

(a) Para el cálculo de C se utiliza nuevamente la Ecuación IV.4.

La gráfica log-log de los datos de prueba se presenta en la Figura IV.7 (también aquí se presenta la gráfica de la derivada y en este caso  $t$  pasa a ser  $\Delta t$ ). En esta se observa que de la recta de pendiente unitaria durante el periodo de almacenamiento, para  $\Delta t = 0.0167$  se tiene  $\Delta P = 136.99$ . Por lo tanto, usando la ecuación anterior:

$$C = (2500 \times 1.21 \times 0.0167) / (24 \times 136.99) = 0.015 \text{ bl/psi}$$

(b) Utilizando la Ecuación IV.5 y la gráfica de Horner de  $\log(t_p + \Delta t) / \Delta t$  vs.  $P_{ws}$  (Figura IV.8) para el cálculo de  $K_0$  se tiene que:

De la gráfica de Horner  $m = -225$  y la  $P_{1hr} = 5800$  (en la recta extrapolada).

$$K_0 = -162.6 (2338 \times 0.87 \times 1.327) / (-225 \times 24.5) = 79.61 \text{ md}$$

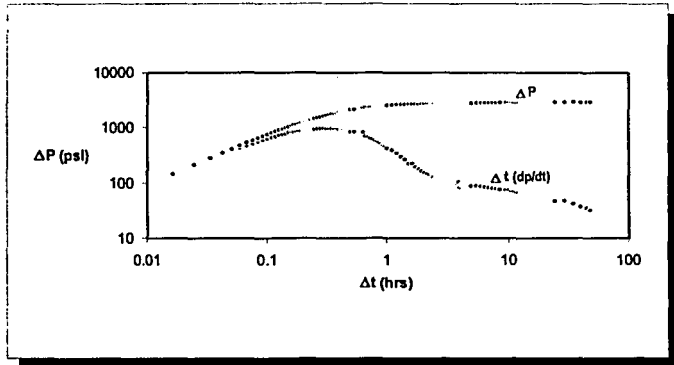


Figura IV.7 Gráfica de la derivada para un yacimiento homogéneo (prueba de incremento).

(c) Al sustituir valores en la Ecuación IV.6 para el cálculo de S, se tiene:

$$S = 1.1513 \left( \frac{3253.56 - 5800}{-225} - \log \left( \frac{79.61}{0.23 \times 0.87 \times 9.61 \times 10^{-6} \times 0.411^2} \right) + 3.2275 \right) = 7.08$$

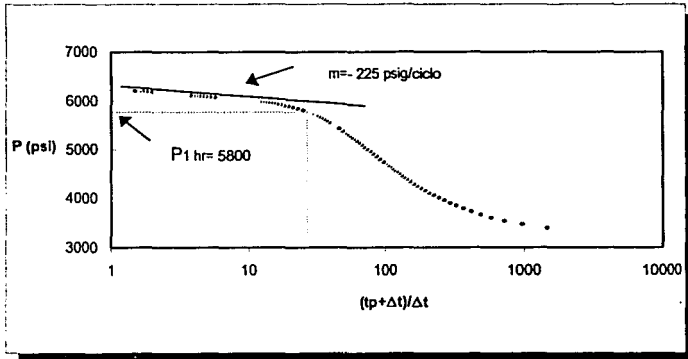


Figura IV.8 Gráfica de Horner para una prueba de incremento en un yacimiento homogéneo.

Ahora se presenta otro ejemplo para la comparación:

**Ejemplo 4. Caso para una prueba de incremento en un yacimiento naturalmente fracturado.**

$Q_0 = 4000$  BPD

$C_t = 1 \times 10^{-5}$  psi<sup>-1</sup>

$t_p = 50$  hrs.

$B_0 = 1.5$

$r_w = 0.5$  ft

$\mu_0 = 0.5$  cp

$h = 100$  ft

$\phi = 0.06$

$P_{wf}(t=0) = 8994.5$  psi

Tiempo $(\Delta t)$ (hrs)	Presión (P <sub>wf</sub> ) (psia)	$(dP/dt)_{\Delta t}$ (psi/hrs)	$(P_{wf} - P_{wf,i})$ (psi)	$(dP/dt)_{\Delta t}$ (psi/hrs)	$\Delta(P_{wf} - P_{wf,i})$ (psi)	$(P_{wf} - P_{wf,i})$ (psi)	$(\Delta t)^2 (dP/dt)_{\Delta t}$ (psi-hrs)
0	8918.96						
0.000925	8923.788	0.000925	4.828	5219.4595	4.828	4.828	54055.05405
0.001035	8924.402	0.00011	0.614	5581.8182	5.777181818	5.442	48310.17874
0.001475	8926.644	0.00016	0.81	5062.5	7.4671875	7.684	33899.30508
0.001655	8927.528	0.00018	0.884	4911.1111	8.127888889	8.568	30212.48036
0.002325	8930.639	0.00025	1.123	4492	10.4439	11.679	21506.37634
0.002595	8931.858	0.00027	1.219	4514.8148	11.71594444	12.898	19268.62274
0.004065	8937.623	0.00043	1.576	3665.1163	14.89869767	18.663	12301.123
0.004545	8939.304	0.00048	1.681	3502.0833	15.91696875	20.344	11002.10011
0.006335	8944.803	0.00066	1.901	2880.303	18.2467197	25.843	7893.659826
0.009855	8952.945	0.00103	2.077	2016.5049	19.87265534	33.985	5074.566717
0.015295	8961.097	0.0016	1.979	1236.875	18.91800312	42.137	3270.042171
0.023715	8968.129	0.00246	1.602	651.21951	15.44367073	49.169	2109.37023
0.026465	8969.617	0.00275	1.488	541.09091	14.31997091	50.657	1890.287739
0.041025	8974.408	0.00426	1.034	242.723	9.957711268	55.448	1219.769043
0.045765	8975.347	0.00474	0.939	198.10127	9.06610443	56.387	1093.537966
0.070905	8978.367	0.00735	0.666	90.612245	6.424861225	59.407	706.1688879
0.109815	8980.65	0.01138	0.525	46.133568	5.066157733	61.69	456.3112052
0.170075	8982.533	0.01762	0.441	25.028377	4.256701192	63.573	294.9879465
0.263365	8984.129	0.02727	0.373	13.678034	3.602315548	65.169	190.8505876
0.407815	8985.46	0.04223	0.308	7.2933933	2.974355198	66.5	123.6046124
0.631455	8986.532	0.06538	0.245	3.7473233	2.36626606	67.572	80.18220617
0.704395	8986.763	0.07294	0.231	3.1669866	2.230809501	67.803	71.98290022
0.876505	8987.184	0.09075	0.205	2.2589532	1.979983747	68.224	58.04474019
1.357135	8987.915	0.14051	0.174	1.238346	1.680602733	68.955	37.84231856
2.101305	8988.616	0.21755	0.181	0.8319926	1.748270306	69.656	24.79473708
3.253515	8989.44	0.33685	0.224	0.6649844	2.163536767	70.48	16.36799431
5.037485	8990.479	0.52154	0.281	0.538789	2.71414136	71.519	10.92558787



7.799625	8991.733	0.8075	0.33	0.4086687	3.187462848	72.773	7.41056461
12.076265	8993.114	1.25027	0.35	0.2799395	3.380623985	74.154	5.140352998
18.697825	8994.491	1.9358	0.337	0.1740882	3.255071301	75.531	3.674107817
28.950035	8995.748	2.99721	0.299	0.0997594	2.888039365	76.788	2.727113629
44.823625	8996.825	4.64061	0.251	0.0540877	2.42440754	77.865	2.115483185
49.999925	8997.063	5.1763	0.238	0.0459788	2.298935948	78.103	2.0000015

Tabla IV.4. Datos y cálculos utilizados para las gráficas de Horner y de la derivada en un yacimiento naturalmente fracturado (prueba de incremento).

Nuevamente se pide calcular:

- (a).- Factor de almacenamiento (C),
- (b).- Permeabilidad de fractura ( $K_f$ )
- (c).- Factor de daño (S).

Solución:

(a) Utilizando la Ecuación IV.4. para el cálculo de C

La gráfica log-log de los datos de prueba se presenta en la Figura IV.9 (también aquí se presenta la gráfica de la derivada). De la recta de pendiente unitaria para  $\Delta t = 0.00167$  hrs se tiene  $\Delta P = 8.07$  psi.

Por lo tanto:

$$C = (4000 \times 1.5 \times 0.00167) / (24 \times 8.07) = 0.051 \text{ bl/psi.}$$

(b) Utilizando la Ecuación IV.5 y la gráfica de Horner de  $\log(t_p + \Delta t) / \Delta t$  vs.  $P_{ws}$ , (Figura IV.10) para el cálculo de  $K_f$  (aquí también se cambia  $K_o$  por  $K_f$ ) se tiene que:

De la gráfica de Horner  $m = -9.8$  y la  $P_{1hr} = 8987.4$

En este caso también se destaca que los datos graficados corresponden al tiempo en que ya no hay efectos de almacenamiento para tomar en cuenta solo la respuesta del yacimiento.

$$K_f = -162.6 (4000 \times 0.5 \times 1.5) / (-9.8 \times 100) = 497.75 \text{ md}$$

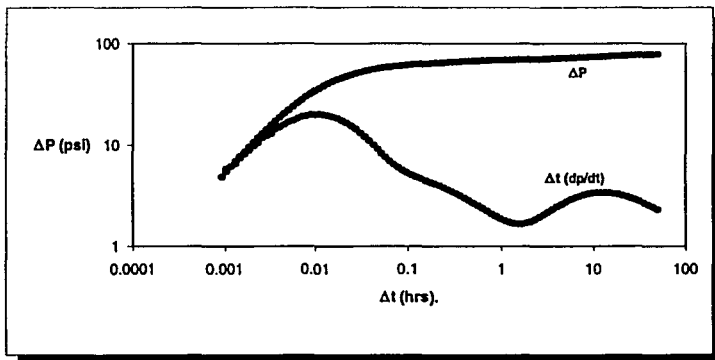


Figura IV.9 Gráfica de la derivada para un yacimiento fracturado (prueba de incremento).

(c) Sustituyendo valores en la Ecuación IV.6 para el cálculo de S, se tiene:

$$S = 1.1513 \left( \frac{8918.96 - 8987.4}{-9.8} - \log \left( \frac{497.75}{0.06 \times 0.5 \times 1 \times 10^{-5} \times 0.5^2} \right) + 3.2275 \right) = 0.44$$

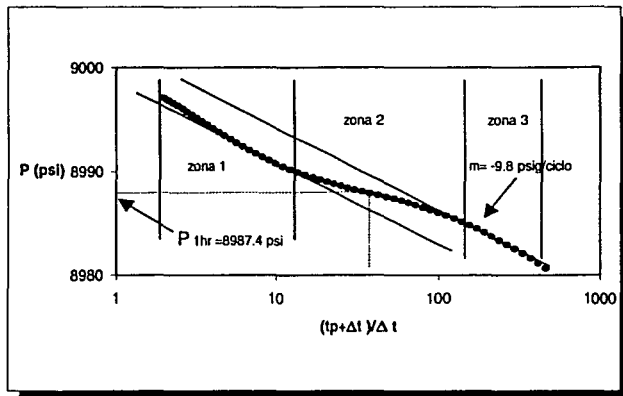


Figura IV.10 Gráfica de Horner para una prueba de incremento en un yacimiento fracturado.

#### IV.3.1 Discusión sobre la gráfica de la derivada para una prueba de incremento.

En la gráfica de Horner se observa el efecto de doble pendiente para el caso del yacimiento naturalmente fracturado, lo cual no ocurre en el yacimiento homogéneo, esto indica también el efecto de transición de un sistema simple a uno de doble porosidad. Y nuevamente con claridad se nota este efecto en la gráfica de la derivada (curva en forma de u), ya que se tiene la presencia de la respuesta de los sistemas matriz y fractura; mientras en el homogéneo no.

Con esto se puede decir que la gráfica de la derivada es una gráfica de diagnóstico de flujo para identificar la presencia de un medio de doble porosidad a través de su comportamiento, siendo la presencia del punto mínimo el indicador principal de esto.

Por último se dirá que el análisis de pruebas de presión en yacimientos de doble porosidad permite de igual manera determinar los parámetros de  $\omega$  y  $\lambda$ , que son los parámetros que definen la capacidad de almacenamiento en las fracturas y matriz, y el intercambio de fluidos de la matriz hacia la fractura respectivamente.

Nuevamente se tiene el efecto de doble pendiente dividido en zonas, el cual ya se explicó anteriormente.

Aún valiéndose de este método, el hecho de tener mas fuentes de información (por ejemplo, los registros geofísicos) será mayor garantía para asegurar la presencia de los sistemas de doble porosidad.

## CAPITULO V

### MECANISMOS DE DESPLAZAMIENTO.

La producción de hidrocarburos se logra por medio de un proceso de desplazamiento. De alguna manera el aceite no fluye del yacimiento, sino que es desplazado por otro fluido o sólido debido a un gradiente de presión que se establece al poner en contacto al yacimiento con la superficie.

En yacimientos homogéneos podemos hablar de 5 mecanismos de desplazamiento que se tratarán posteriormente y que son los principales causantes de la mayor recuperación de aceite.

La ecuación general de balance de materia<sup>(15)</sup> para yacimientos homogéneos que predice el comportamiento de estos es la siguiente:

$$N(B_t - B_{ti}) + NmB_{ti}(B_g/B_{gi} - 1) + \left( \frac{NB_{ti}}{1 - S_{wio}} + \frac{mNB_{ti}}{1 - S_{wig}} \right) C_t \Delta' p$$
$$+ \left( \frac{NB_{ti}S_{wio}}{1 - S_{wio}} + \frac{mNB_{ti}S_{wig}}{1 - S_{wig}} \right) C_w \Delta' p + W_e = N_p (B_t + B_g(R_p - R_{si})) + W_p B_w \quad \text{Ec. V.1}$$

Donde:

$B_g$  = factor de volumen del gas ( $m^3_g @ c.y./m^3_o @ c.s.$ ).

$B_{ti}$  = factor de volumen inicial de la mezcla ( $m^3_{(o+g)} @ c.y./m^3_o @ c.s.$ )

$B_t$  = factor de volumen de la mezcla ( $m^3_{(o+g)} @ c.y./m^3_o @ c.s.$ )

$B_w$  = factor de volumen del agua ( $m^3_w @ c.y./m^3_o @ c.s.$ )

$C_t$  = compresibilidad de la formación ( $psi^{-1}$ ).

$C_w$  = compresibilidad del agua ( $psi^{-1}$ ).

$N$  = volumen original de aceite ( $m^3 @ c.s.$ ).

$N_p$  = volumen de aceite producido ( $m^3 @ c.s.$ ).

$R_p$  = relación gas aceite acumulativa ( $m^3_g/m^3_o$ ).

$R_{si}$  = relación de solubilidad inicial ( $m^3_g/m^3_o$ ).

$S_{wig}$  = saturación de agua inicial en la zona de gas.

$S_{wio}$  = saturación de agua inicial en la zona de aceite.

$W_e$  = entrada de agua acumulativa al yacimiento ( $m^3 @ c.y.$ ).

$W_p$  = producción acumulativa de agua ( $m^3 @ c.s.$ ).

$\Delta p$  = caída de presión (psi).

Una característica muy especial e importante que se tiene en los yacimientos fracturados a diferencia de los homogéneos, será la combinación de doble porosidad, que corresponde a la matriz y la fractura. Esta doble combinación propicia una alta porosidad y baja permeabilidad en la matriz, y baja porosidad y alta permeabilidad en las fracturas.

Los mecanismos de desplazamiento que actúan en yacimientos fracturados, son los mismos que actúan en yacimientos homogéneos; con algunas modificaciones implícitas que implica el sistema de doble porosidad y permeabilidad.

#### V.1 EXPANSIÓN DEL SISTEMA ROCA - FLUIDOS.

Este mecanismo es preponderante en yacimientos bajosaturados (hasta que se alcanza la presión de saturación), en donde la expulsión del aceite se debe a la expansión del sistema a causa de un abatimiento de presión. El aceite, el agua congénita y la roca se expanden, desalojando hacia los pozos productores el aceite contenido en el yacimiento. La saturación de aceite prácticamente no varía, la porosidad y permeabilidad absoluta disminuyen ligeramente, así como la viscosidad y densidad del aceite, el factor de volumen del aceite aumenta en forma muy ligera debido a la expansión de su gas disuelto. Por todo esto el índice de productividad permanece prácticamente constante.

La liberación del gas disuelto en el aceite ocurre en la tubería de producción, al nivel en que se alcanza la presión de saturación. La relación gas-aceite producida permanece constante durante esta etapa de explotación y es igual a  $R_{si}$ .

En este mecanismo de desplazamiento se involucran los siguientes términos de expansión de la Ecuación V.1.

$N(B_1 - B_{1i})$  representa la expansión del aceite y su gas disuelto liberado contenidos originalmente en el yacimiento. Pero en la etapa de bajosaturación este término es equivalente a  $N(B_o - B_{oi})$

$(N B_{1i} S_{wi0} / (1 - S_{wi0})) + (m N B_{1i} S_{wi0} / (1 - S_{wi0})) C_w \Delta p$  representa la expansión del agua.

$( N B_{11} / (1-S_{w10}) + mN B_{11} / (1-S_{w1g}) ) C_1 \Delta p$  representa la expansión de la roca.

Este mecanismo puede ser más eficiente en yacimientos fracturados, debido a que la compresibilidad de la roca fracturada es mayor que la compresibilidad de la roca sin fracturar, a consecuencia de que los sólidos, además de expandirse en los poros de la matriz, también se expanden hacia las fracturas.

El subsistema de fracturas implica que ésta expansión sea uniforme en casi toda la matriz y que propicie un adecuado drene del aceite. Por lo tanto, las fracturas juegan un papel provechoso durante la etapa de bajosaturación, ya que el depresionamiento es menos pronunciado que en el caso de yacimientos homogéneos.

Aunque este tipo de empuje se muestra muy noble para los yacimientos naturalmente fracturados, debe controlarse la producción, pues la entrada de agua puede manifestarse en los pozos (conificación) por la facilidad con que se transmiten las caldas de presión.

Mas adelante se verá un ejemplo para el cálculo del volumen original por medio de la ecuación de balance de materia en la etapa de bajosaturación y se observará el efecto de las fracturas en el resultado final.

## **V.2 DESPLAZAMIENTO POR GAS DISUELTO LIBERADO.**

Este mecanismo de desplazamiento actuará desde el momento en que se inicie la etapa de saturación del yacimiento, a consecuencia de que en ésta se inicia la liberación del gas disuelto en el aceite y la compresibilidad se ve incrementada por su presencia.

Al alcanzar la saturación crítica de gas la movilidad de este se incrementa en las fracturas haciéndose deficiente este mecanismo. Si bien es cierto que tanto el agua intersticial y la roca continúan expandiéndose, su efecto resulta despreciable relativamente, puesto que la compresibilidad del gas es mucho mayor que la de los otros componentes de la formación.

Hasta antes de alcanzar la saturación crítica, la relación gas-aceite producida disminuye ligeramente, puesto que el gas disuelto en el aceite se libera y queda atrapado en el yacimiento ( $R = R_s$ ). El gas liberado llena totalmente el espacio desocupado por el aceite producido. La saturación de aceite disminuye constantemente a causa de su producción y encogimiento por la liberación de gas disuelto.

El gas liberado no fluye inicialmente hacia los pozos, sino que se acumula en forma de pequeñas burbujas aisladas.

El término de expansión de la Ecuación V.1 para este mecanismo es:

$N(B_1 - B_0)$  que representa la expansión del aceite y su gas disuelto y el gas disuelto liberado.

A diferencia de un yacimiento homogéneo, en un yacimiento fracturado la movilidad del gas es mucho mayor dentro de las fracturas, haciéndose deficiente el desplazamiento de aceite por este mecanismo, por lo que, el gas fluirá más fácilmente que el aceite debido a que es más ligero, menos viscoso y a que en su trayectoria se desplaza por la parte central de los poros adquiriendo mayor movilidad que el aceite. La compresibilidad de las fracturas presenta ahora baja influencia.

De esta manera la relación gas-aceite que se presenta en el yacimiento aumentará constantemente y la relación gas-aceite producida en la superficie mostrará un progresivo incremento, hasta que la presión del yacimiento se abata substancialmente. Cuando esto ocurra, la relación medida en la superficie disminuirá, a causa de que a presiones bajas, los volúmenes de gas en el yacimiento se aproximan a los volúmenes medidos en la superficie.

Este tipo de mecanismo se presenta generalmente en yacimientos cerrados, la producción de agua es muy pequeña o nula. Las recuperaciones son bajas.

Concluyendo: el empuje del gas disuelto en los yacimientos fracturados difiere en poco de lo que es en los yacimientos homogéneos. El crecimiento de las burbujas de gas es favorecido por una red homogénea de porosidad baja pero permeable y como resultado, las burbujas de gas tienden a formarse y unirse en las fracturas. Entonces las moléculas ligeras del gas que se encuentran en las fracturas se absorben a la matriz, con lo que se reduce el impacto del empuje del gas como mecanismo de desplazamiento en la matriz.

### **V.3 EMPUJE POR CASQUETE DE GAS.**

Es muy importante manejar adecuadamente este mecanismo de desplazamiento para obtener mayores recuperaciones, sobre todo para propiciar, mediante ajustes en la producción, la formación del casquete de gas.

Consiste en una invasión progresiva de la zona de aceite por gas, acompañada por un desplazamiento direccional del aceite fuera de la zona de gas libre y hacia los pozos productores. Los requerimientos básicos son:

- a) Que la parte superior del yacimiento contenga una alta saturación de gas.
- b) Que exista un continuo crecimiento o agrandamiento de la zona ocupada por el casquete de gas.

La zona de gas libre requerida puede presentarse de tres maneras:

- 1) Existir inicialmente en el yacimiento como casquete.
- 2) Bajo ciertas condiciones, puede formarse por la acumulación de gas liberado por el aceite al abatirse la presión del yacimiento, a consecuencia de la segregación gravitacional.
- 3) La capa de gas puede crearse artificialmente por inyección de gas en la parte superior del yacimiento, si existen condiciones favorables para su segregación.

El mecanismo por el cual el aceite se recupera bajo este proceso, se entiende fácilmente considerando primero la naturaleza del desplazamiento cuando la presión del yacimiento se mantiene constante por su inyección de gas, y analizando a continuación las diferencias que surgen cuando se permite la declinación de la presión en el yacimiento.

Es obvio que si la presión del yacimiento se mantiene en su valor original, el gas inyectado no tiene acceso a la zona de aceite, excepto atrás o en el frente de avance del gas libre y por lo tanto la parte inferior de la estructura conserva sus condiciones originales de saturación de aceite, hasta que se invade por el gas inyectado. La producción de aceite proviene de los pozos que se encuentran en la zona de aceite, pero el aceite producido es reemplazado por el que se mueve adelante del frente de gas. En esta forma el proceso obliga al aceite a moverse hacia la parte inferior del yacimiento.



La ventaja de este mecanismo consiste en que propicia, mediante una adecuada localización y terminación de los pozos, la obtención de producciones de aceite de la sección del yacimiento que no contiene gas libre, reuniéndose, en la parte superior del yacimiento, el gas libre que se utiliza para desplazar el aceite.

Si el volumen de gas libre inicialmente presente en el yacimiento es grande, comparado con el volumen total original de aceite, y si no se produce gas libre durante la explotación, la declinación de la presión requerida para la invasión total de la zona de aceite por el casquete de gas será ligera. Si por otra parte el volumen de la capa de gas es relativamente pequeño, la presión del yacimiento declinará a mayor ritmo, permitiendo la liberación del gas disuelto y el desarrollo de una saturación de gas libre en la zona de aceite. Cuando la saturación de gas libre forma una fase continua, su exclusión de los pozos productores será imposible y el mecanismo de desplazamiento se aproximará al empuje por gas disuelto.

Para esta etapa de explotación tenemos de la Ecuación V.1 que:

$NmB_u (B_g / B_{g1}) - 1$  ) representa la expansión del gas del casquete original

En yacimientos naturalmente fracturados se debe tener especial cuidado en el manejo de la producción, ya que, si no se dan las condiciones propicias para la formación del casquete, entonces se propiciará una producción de gas a etapas tempranas desperdiciando la energía de este en favor de la producción de aceite.

Las recuperaciones en yacimientos con casquete de gas varían normalmente del 20 al 40% del aceite contenido originalmente, pero si existen condiciones favorables de segregación, que puede facilitarse en yacimientos fracturados, se pueden obtener recuperaciones del orden del 60% o hasta mayores.

#### V.4 DESPLAZAMIENTO POR AGUA.

En este mecanismo el desplazamiento de los hidrocarburos tiene lugar cuando el agua invade y desplaza al aceite progresivamente, desde las fronteras exteriores del yacimiento hacia los pozos productores. Si la magnitud del empuje hidráulico es lo suficientemente fuerte para mantener la presión del yacimiento o permitir solo un ligero abatimiento de ella, entonces el aceite será casi totalmente recuperado por desplazamiento con agua, puesto que no habrá liberación de gas en solución o dicha liberación será pequeña y asimismo el desplazamiento que ocasione. Los requerimientos básicos para que este desplazamiento pueda presentarse son:

- a) En primer lugar una fuente adecuada que suministre agua en forma continua al yacimiento.
- b) En segundo término una presión diferencial entre la zona de aceite y el agua o acuífero, que induzca y mantenga la invasión. El acuífero debe ser de un volumen mucho mayor al del yacimiento para que exista desplazamiento y la permeabilidad de la formación debe facilitar su filtración adecuada.

La invasión de agua tiene lugar por la expansión de la roca como resultado de la declinación de presión transmitida desde el yacimiento. Tan pronto como el agua invade una sección de la zona de aceite y desplaza algo de él, la saturación de agua aumenta, la formación adquiere e incrementa su permeabilidad al agua y ésta tiende a fluir junto con el aceite.

La relación gas-aceite producida en yacimientos con empuje hidráulico efectivo no sufre cambios substanciales, debido a que al mantenerse alta la presión, se evita la liberación del gas disuelto y su disipación en la producción.

La recuperación es sensible al ritmo de explotación. Si los gastos son altos el depresionamiento propiciará la liberación de gas y el desplazamiento con agua se efectuará en presencia de una fase gaseosa. En estas condiciones la saturación de aceite residual puede reducirse substancialmente. Esta reducción proporciona una recuperación de aceite mayor que la obtenida con invasión de agua donde no existe una fase gaseosa. El desplazamiento con agua en una formación parcialmente saturada con gas da lugar al desarrollo de una zona de alta saturación de aceite, formada adelante del agua de invasión, que desplazará parte de la fase de gas móvil inicial, dejando gas residual "atrapado" distribuido en los poros en forma de burbujas discontinuas. El aceite es desplazado posteriormente por el agua, en presencia de la fase gaseosa inmóvil.

Las recuperaciones varían entre el 35 y 75% del volumen original de aceite en el yacimiento. Las recuperaciones bajas corresponden a yacimientos heterogéneos o con aceite viscoso.

Para este caso tenemos que:

$W_0$  representa el volumen de agua que invade al yacimiento.

En el caso de yacimientos naturalmente fracturados, se debe tener especial cuidado con este mecanismo. Si los ritmos de producción son lo suficientemente altos el agua podría canalizarse a

través de las fracturas hacia los pozos, sin desplazar el aceite que se encuentra alojado en la matriz, que es la mayor parte.

Para entender los factores que influyen en este tipo de desplazamiento para los yacimientos fracturados, obsérvese la Figura V.1.

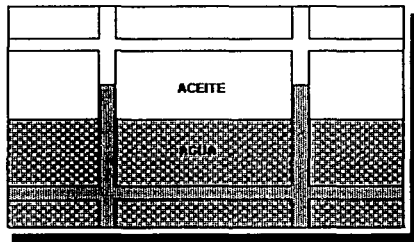


Fig. V.1. Esquema idealizado del desplazamiento de aceite por invasión de agua.

Se observa que el agua se mueve más rápido por las fracturas que por la matriz, lo cual puede provocar una producción de agua a cortos períodos de tiempo y una producción de aceite mucho menor.

La rapidez con la cual avanza el agua en la matriz se le denomina velocidad crítica ( $V_c$ ), y esta nos indicará la rapidez a la cual se debe tratar de ajustar el avance del agua en las fracturas, modificando los gastos de producción con el fin de aprovechar al máximo la energía de este mecanismo y evitar una conificación de agua.

#### V.5 DESPLAZAMIENTO POR SEGREGACIÓN GRAVITACIONAL.

La segregación gravitacional o drene por gravedad puede clasificarse como un mecanismo de empuje; sin embargo, se considera más como una modificación de los demás. Es la tendencia del aceite, gas y agua a distribuirse en el yacimiento de acuerdo a sus densidades. El drene por gravedad puede participar activamente en la recuperación del aceite, puesto que el gas liberado tiene más posibilidades de viajar a la parte superior del yacimiento y formar o agrandar el casquete lo que aumenta la eficiencia total del desplazamiento.

Los yacimientos presentan condiciones propicias a la segregación cuando poseen espesores considerables o alto relieve estructural, alta permeabilidad y cuando los gradientes de presión no gobiernan totalmente el movimiento de los fluidos.

La recuperación es sensible al ritmo de producción. Mientras menores sean los gastos, menores serán los gradientes de presión y mayor la segregación.

En el caso de un yacimiento naturalmente fracturado, una vez que se ha iniciado la movilidad del gas, si las fracturas son verticales, estas favorecerán la segregación gravitacional; como también la favorecen otros factores como echados pronunciados, espesores considerables, aceites ligeros y un ritmo de producción adecuado.

Si las fracturas son mayormente horizontales, debilitan el mecanismo de segregación, pues los gradientes de presión provocados por los pozos se hacen sentir inmediatamente, fluyendo hacia éstos la mayor parte del gas liberado. Cuando esto ocurre no se forma casquete y el mecanismo predominante es el desplazamiento por gas disuelto liberado. Por otra parte, si las fracturas que predominan son verticales, el mecanismo predominante es el desplazamiento por casquete de gas.

Si al predecir el comportamiento del yacimiento tomando en cuenta algún mecanismo de empuje, como puede ser gas disuelto liberado o entrada de agua la declinación de la presión y la relación gas-aceite calculadas por algún método, son mayores que las reales (datos de campo) para una recuperación dada, significa que el método aplicado no está tomando en cuenta la segregación gravitacional que puede ser considerable.

Para determinar cuantitativamente si la segregación actuará en forma considerable en la recuperación de aceite se calcula el término:

$$IDGA = \frac{K_o}{\mu_o} (\rho_o - \rho_g) \text{sen} \alpha \quad \text{Ec.V.2}$$

Donde solo faltaría definir:

IDGA Índice de drene por gravedad del aceite (md g /cp cm<sup>3</sup>)

$\alpha$  Ángulo de hechado

Si el valor de IDGA es mayor de 10, el drene por gravedad participará en forma efectiva en la recuperación del aceite. El valor de la permeabilidad efectiva al aceite debe obtenerse a partir del índice de productividad de los pozos, y no de núcleos en laboratorio, para tomar en cuenta tanto el efecto de la permeabilidad de la matriz como el correspondiente al subsistema de fracturas.

#### V.6 COMBINACIÓN DE EMPUJES.

La mayoría de los yacimientos quedan sometidos durante su explotación a más de uno de los mecanismos de desplazamiento explicados. Por ejemplo: un yacimiento puede comportarse inicialmente como productor por empuje de gas disuelto. Después de un corto periodo de producción, la capa de gas asociado actúa efectivamente y contribuye substancialmente a desplazar aceite para mas adelante abatir suficientemente la presión como para que este efecto se manifieste en la frontera exterior de yacimiento y se establezca la entrada de agua del acuífero (si fuera potencial), presentándose entonces un empuje por agua que mejorará sin duda la recuperación.

Lo anterior es válido también para los yacimientos naturalmente fracturados, aunque como ya se vio, dada la presencia del sistema de fracturas será muy importante el manejo de los gastos de producción para lograr la mayor recuperación del volumen total de aceite.

#### V.7 EFECTO DEL FRACTURAMIENTO EN EL CÁLCULO DEL VOLUMEN ORIGINAL PARA LA ETAPA DE BAJOSATURACIÓN.

Como ya se mencionó anteriormente la ecuación de balance de materia para yacimientos homogéneos y fracturados es la misma y solo cambiará el término de compresibilidad efectiva ( $C_e$ ). Para un yacimiento homogéneo la ecuación que se utiliza en la etapa de bajosaturación, es la siguiente:

$$N_p B_o + W_p B_w = NB_o C_e \Delta P + W_e \quad \text{Ec. V. 3}$$

Donde:

$$C_e = \frac{S_o C_o + S_w C_w + C_f}{S_o} \quad \text{Ec. V. 4}$$

y para un yacimiento fracturado se tiene:

$$C_e = C_o + \frac{(C_w S_{wm} + C_m)\phi + C_f \phi_f}{\phi_m (1 - S_{wm}) + \phi_f} \quad \text{Ec. V. 5}$$

Donde:

$C_m$  = compresibilidad de la matriz (psi<sup>-1</sup>).

$S_{wm}$  = saturación de agua en lamatriz.

$\phi_m$  = porosidad de matriz (%).

Para el ejemplo que se presenta no se considera entrada de agua y por lo tanto  $W_e=0$ .

Si hacemos el arreglo de la Ecuación V.3 para que tome la forma de una línea recta con ordenada al origen, se tiene:

$$y = mx + b$$

Donde:

- y que es el eje de las ordenadas será igual a  $N_P B_o + W_P B_w$ .
- m que es la pendiente será igual a N (volumen original).
- x que representa al eje de las abscisas será igual a  $B_o C_e \Delta P$ .
- b representa la ordenada al origen y es igual a 0.

A continuación se verá un ejemplo de cálculo del volumen original en un yacimiento homogéneo y uno fracturado en etapa de bajosaturación. Para el cálculo en yacimientos homogéneos, se presentan seis casos donde se utiliza la ecuación convencional. Se hace lo propio para otros seis casos de yacimientos fracturados utilizando la ecuación correspondiente, haciendo cambios en ciertos parámetros para los dos tipos de yacimiento, con el objetivo de observar al final el comportamiento de la compresibilidad efectiva promedio con respecto al volumen original, también para ambos tipos de yacimiento.

Datos constantes:

$$B_w = 1.0000 \text{ bbl/bbl}$$

$$S_w = 0.082$$

$$\text{Porosidad total} = 0.076$$

La tabla que se presenta corresponde a los parámetros y valores que se utilizan para los casos en que se considera un yacimiento homogéneo.

CASOS	POROSIDAD (%)	COMPRESIBILIDAD DE LA FORMACIÓN (C.F.P.F.)
1	0.076	5
2	0.076	8.341
3	0.076	12.534
4	0.076	15
5	0.076	18
6	0.076	20

Tabla V.1. Valores de porosidad y compresibilidad para el caso de un yacimiento homogéneo.

### CASO NUM. 1

FECHA	Q (bbl/d)	P (psi)	Q (bbl/d)	P (psi)	Q (bbl/d)	P (psi)	Q (bbl/d)	P (psi)
May-73	7598	0	1.5724				0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435		2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719		2.267	0.002	249
Sep-75	6958	49.069	1.5768	5.432		2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786		2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07		2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352		2.355	1.077	2579

Tabla V.2. Datos utilizados para el caso Num. 1

Continuación...

COMP. Ce (w/psi) E-05	COGDP (rb/ab) 3	No. de Puntos (rb)
		0
9.083854031	0.00244247	17.1945418
9.368122004	0.003667876	29.02656
11.06237255	0.011187442	77.4419992
13.43780174	0.022355116	150.388412
18.72421351	0.052465561	295.6814062
25.00698257	0.101416916	492.8720527

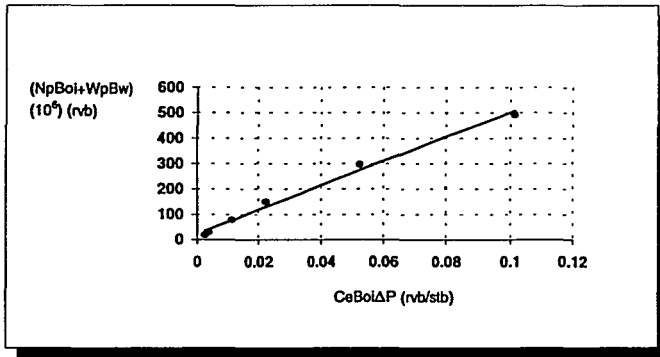


Figura V.2. Solución del caso núm. 1

CASO NUM. 2

DATE	RES (G/G/S)	PROD (MMSTB)	CE (RVB/STB)	NP (RVB)	WP (RVB)	WPE (RVB)	WPI (RVB)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6167	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.3. Datos utilizados para el caso Num. 2

Continuación...

COMP.	X	Y
Ce	CeBoIΔP	NpBo+WpBw
(w/v/psl) E-06	(rvb/stb)	(rvb)
		0
12.72328758	0.003421043	17.1945418
13.00755556	0.005092817	29.02656
14.7218061	0.014861381	77.4419992
17.07723529	0.028409675	150.388412
22.36364706	0.062663315	295.6814062
28.64841612	0.116175619	492.8720527



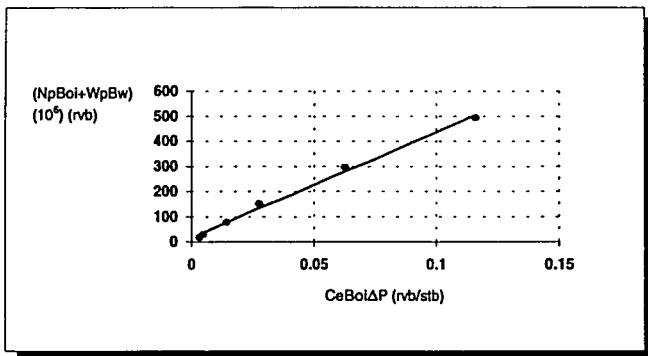


Figura V.3. Solución del caso núm.2

CASO NUM. 3

DATE	1 (mg)	2 (mg)	3 (mg)	4 (mg)	5 (mg)	6 (mg)	7 (mg)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.4. Datos utilizados para el caso Num. 3.

Continuación...

COMP Ce (vnrpal) E-06	IX CeBoIΔP (vnr/stb)	(NpBoI+WpBw) (nb)
		0
17.29082571	0.004649164	17.1945418
17.57509368	0.006881134	29.02656
19.28934423	0.019472223	77.4419992
21.64477342	0.036008228	150.388412
26.93118519	0.075461633	295.6814082
33.21595425	0.134697989	492.8720527

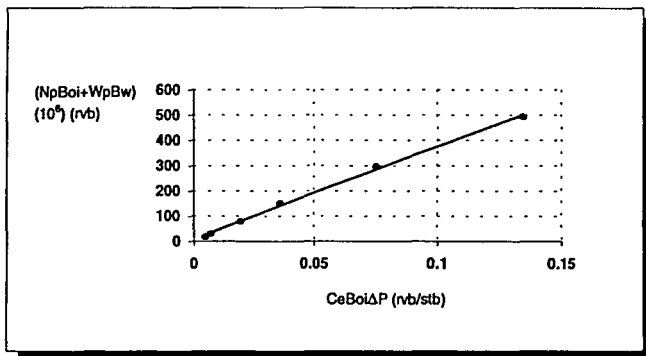


Figura V.4. Solución del caso núm.3

CASO NUM. 4

DATE	Q (STB/D)	ΔP (PSI)	Q/ΔP (STB/D/PSI)	Q/ΔP (STB/D/PSI)	Q/ΔP (STB/D/PSI)	Q/ΔP (STB/D/PSI)	Q/ΔP (STB/D/PSI)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.5. Datos utilizados para el caso Num. 4

Continuación...

Q (STB/D)	ΔP (PSI)	Q/ΔP (STB/D/PSI)	(NpBoi+WpBw) (nb)
			0
19.97710022	0.005371451	17.1945418	
20.26136819	0.007932885	29.02656	
21.97561874	0.022183965	77.4419992	
24.33104793	0.040477112	150.388412	
29.61745969	0.06298862	295.6814062	
35.90222876	0.145591422	492.8720527	

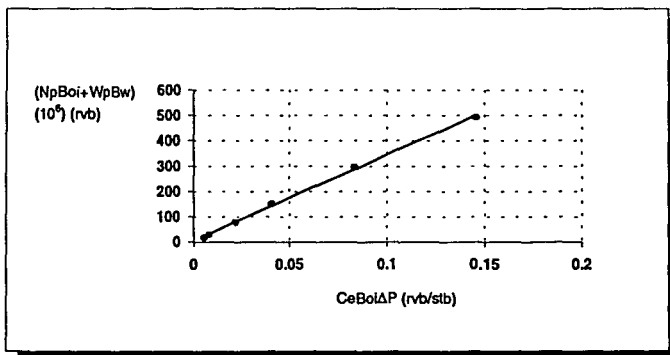


Figura V.5. Solución del caso núm. 4

CASO NUM. 5

Fecha	NpBoi (10 <sup>6</sup> )	WpBw (10 <sup>6</sup> )	CeBoIΔP (rvb/stb)	WpBw (10 <sup>6</sup> )	CeBoIΔP (rvb/stb)	WpBw (10 <sup>6</sup> )	CeBoIΔP (rvb/stb)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.6. Datos utilizados para el caso Num. 5.

Continuación...

COMP (wps) E-08	CeBoIΔP (rvb/stb)	WpBw (rvb)
		0
23.24507407	0.006250145	17.1945418
23.52934205	0.009212387	29.02656
25.24359259	0.025482922	77.4419992
27.59902179	0.045913711	150.388412
32.88543355	0.092145537	295.6814062
39.17020261	0.158843773	492.8720527

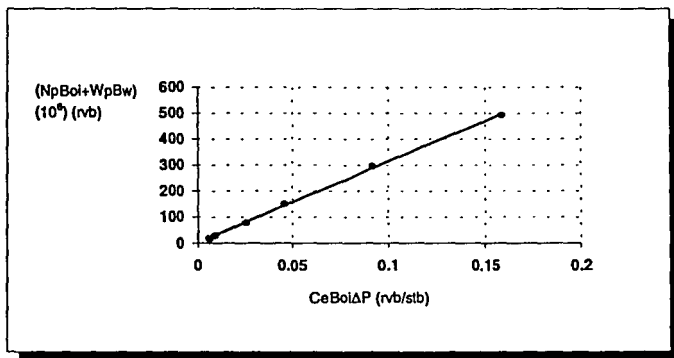


Figura V.6. Solución del caso núm. 5

CASO NUM. 6

DATE	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.7. Datos utilizados para el caso Num. 6.

Continuación...

(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)	CeBoiΔP (rvb/stb)	(NpBoi+WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rvb)
		0
25.42372331	0.006835941	17.1945418
25.70799129	0.010065388	29.02656
27.42224183	0.027682227	77.4419992
29.77767102	0.04953811	150.388412
35.06406279	0.098250149	295.6814062
41.34885185	0.167678674	492.8720527

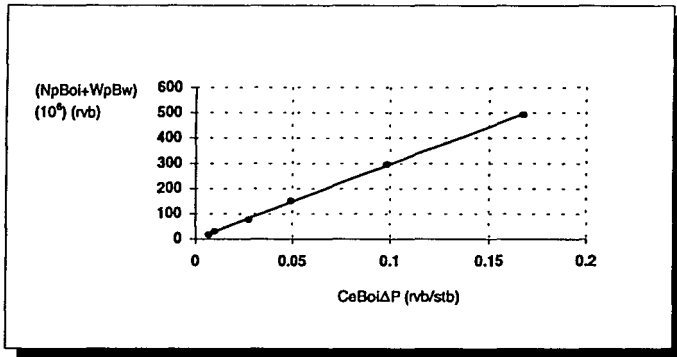


Figura V.7. Solución del caso núm. 6

A continuación se presentará la tabla de parámetros y valores que se utiliza para los casos en que se considera un yacimiento fracturado.

CASOS	POROSIDAD DE MATRIZ	POROSIDAD DE FRACTURA	COMPRESIBILIDAD DE MATRIZ	COMPRESIBILIDAD DE FRACTURA
	%	%	(psi -1) E-06	(psi -1) E-06
1F	0.075	0.001	6.436	73
2F	0.075	0.001	7.826	76
3F	0.075	0.001	10.631	80
4F	0.075	0.001	12.534	125.34
5F	0.075	0.001	15.421	150
6F	0.075	0.001	20.532	200

Tabla V.8. Valores de porosidad y compresibilidad para el caso de un yacimiento fracturado.

## CASO NUM. 1F

DATA	RES PRES (Pa)	COMP ST (MMSTB)	Wp (rb/stb)	COMP ST (rb/stb)	COMP ST (rb/stb)	WATER ROCK (MMBLS)	Wp (rb/stb)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.9. Datos utilizados para el caso Num. 1F.

Continuación...

COMP ST (rb/stb)	Wp (rb/stb)	COMP ST (rb/stb)
11.5899549	0.003116312	17.1945418
11.87421904	0.004849084	29.02656
13.58845168	0.013717281	77.4419992
15.94386042	0.026524193	150.388412
21.23023785	0.059487483	295.6814062
27.51496707	0.111579234	492.8720527

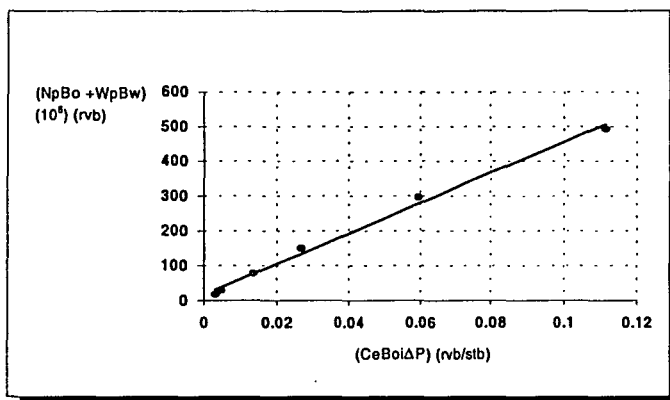


Figura V.8. Solución del caso núm. 1F

CASO NUM. 2F

DATE	RES PRESS (psig)	CEBoIΔP (rvb/stb)	NpBo (rb)	WpBo (Co)	WpBo (E-06)	WATER INFL (MMBBLs)	WpBo (psig)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5982	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5018	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.10. Datos utilizados para el caso Num. 2F.

Continuación...

CEBoIΔP (rvb/stb)	NpBo (rb)	WpBo (E06)
13.12538797	0.00352916	17.1945418
13.40965211	0.00525025	29.02656
15.12388475	0.01526727	77.4419992
17.47929349	0.02907854	150.388412
22.76567072	0.06378979	295.6814062
29.05040014	0.11780575	492.8720527

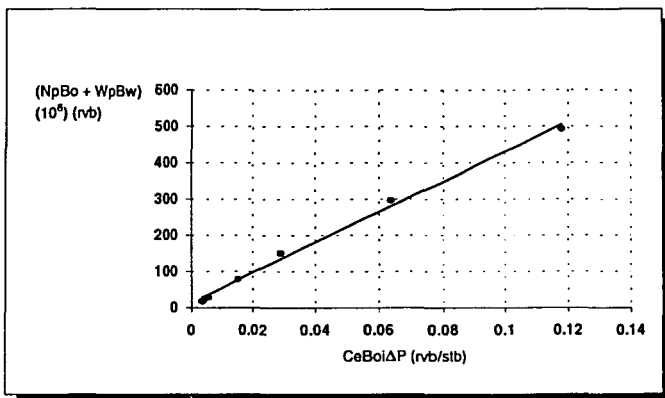


Figura V.9. Solución del caso núm. 2F

CASO NUM. 3F

DATE	RES PRESS (psig)	CUM PROD (MMSTB)	FVF (Bo) (rb/stb)	COMP (Co) (w/psia) E-08	COMP (Co) (w/psia) E-06	WATER PROD (MMBLS)	GOR (gal/g)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.11. Datos utilizados para el caso Num. 3F.

Continuación...

COMP (Co) (w/psia) E-06	COMP (Co) (w/psia) E-06	COMP (Co) (w/psia) E-06
16.19446457	0.004354374	17.1945418
18.4787287	0.006451877	29.02656
18.19296135	0.018365445	77.4419992
20.54837008	0.034184252	150.388412
25.83474732	0.072389396	295.6814082
32.11947674	0.130251532	492.8720527

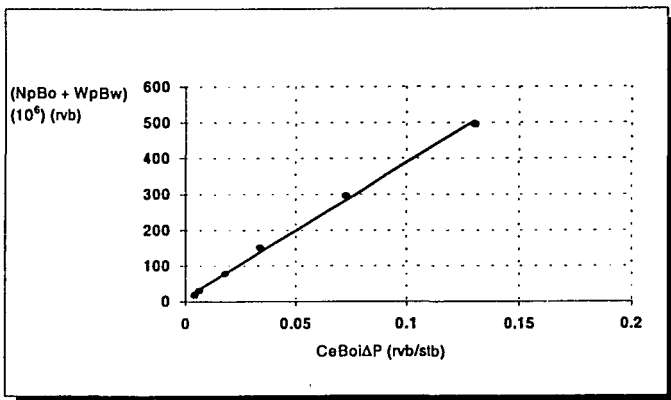


Figura V.10. Solución del caso núm.3F



CASO NUM. 4F

WATER DATA	RESIN LOSS (%)	COMMON ION (MMSTD)	EXTRACT (mg/l)	COMP. (ppm)	COMP. (ppm)	WATER LOSS (MMBBL/S)	(mg)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.12. Datos utilizados para el caso Num. 4F.

Continuación...

(NpBo + WpBw) (10 <sup>9</sup> ) (vb)	COMMON ION (MMSTD)	EXTRACT (mg/l)
18.89687688	0.005078311	17.1945418
19.17114102	0.007506031	29.02656
20.88537366	0.021083384	77.4419992
23.24078239	0.038663347	150.388412
28.52715963	0.079333581	295.6814062
34.81188905	0.141169855	492.8720527

**TESIS CON FALLA DE ORIGEN**

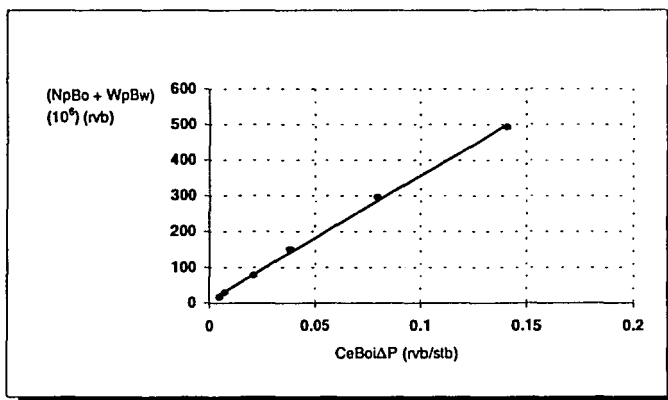


Figura V.11. Solución del caso núm. 4F

CASO NUM. 5F

DATE	RES. PRESS. (psig)	CUM. OIL PROD. (MMSTB)	CeBoi (rb/stb)	CeBoiΔP (rb/stb)	CeBoi (rb/stb) E-06	WATER PROD. (MMBBL)	WATER PROD. (MMBBL)
May-73	7598	0	1.5724			0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002	171
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002	249
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07	642
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07	1058
Mar-77	5818	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303	1782
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077	2579

Tabla V.13. Datos utilizados para el ejemplo Num. 5F.

Continuación...

CeBoiΔP (rb/stb) E-06	CeBoiΔP (rb/stb) E-06	(NpBo + WpBw) (10 <sup>6</sup> ) (rb)
22.33877595	0.006006728	17.1945418
22.62404009	0.008857936	29.02656
24.33827273	0.024569019	77.4419992
26.69368146	0.044407587	150.388412
31.9900587	0.069608662	295.6814062
38.26478812	0.155172119	492.6720527

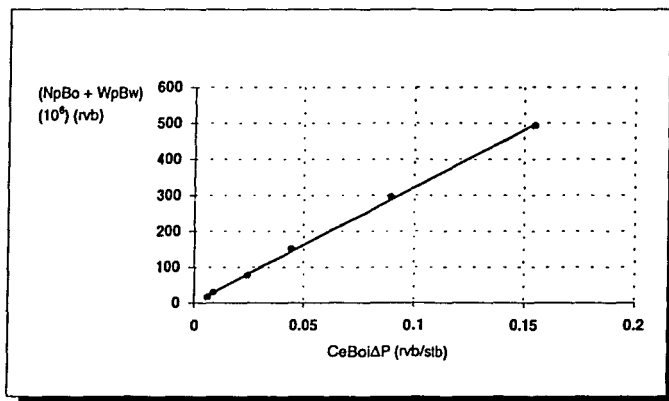


Figura V.12. solución del caso núm. 5F

CASO NUM. 6F

DATE	RESS (psf)	COMP TCD (mm/stb)	COMP E-06	COMP E-06	WATER TCD (mm/stb)	WATER TCD (mm/stb)
May-73	7598	0	1.5724		0	0
Nov-74	7427	10.927	1.5734	3.435	2.264	0.002
Feb-75	7349	18.44	1.574	3.719	2.267	0.002
Sep-75	6956	49.069	1.5768	5.432	2.281	0.07
Apr-76	6540	95.048	1.5815	7.786	2.297	0.07
Mar-77	5816	185.051	1.5962	13.07	2.324	0.303
Apr-78	5019	303.821	1.6187	19.352	2.355	1.077

Tabla V.14. Datos utilizados para el caso Num. 6F.

Continuación...

COMP E-06	COMP E-06	WATER TCD (mm/stb)
28.54342663	0.007674768	17.1945418
28.62769077	0.011296837	29.02656
30.54192341	0.030631485	77.4419992
32.89733214	0.054727975	150.388412
38.18370938	0.106991395	295.6814062
44.4684388	0.180329285	492.6720527

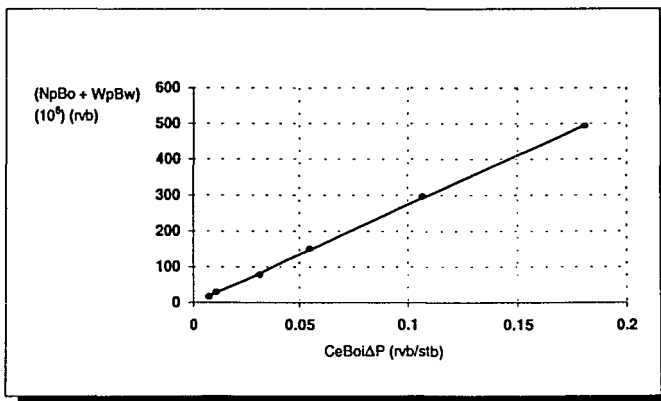


Figura V.13. Solución del caso núm.6F

A partir de cada tabla se obtuvo una compresibilidad promedio y esta a su vez se graficará con respecto a su volumen original correspondiente obtenido en cada gráfica con el objetivo de observar el comportamiento homogéneo con respecto al fracturado.

**TABLA DE RESULTADOS:**

YACIMIENTO	TIPO	COMPRESIBILIDAD EFECTIVA PROMEDIO	VOLUMEN ORIGINAL (LITROS)
NO FRACTURADO	1	14.4508911	4785.2
	2	18.09032462	4215.7
	3	22.65786275	3663.7
	4	25.3441373	3400.3
	5	28.6121111	3126
	6	30.79076035	2966.1
FRACTURADO	1F	16.9569485	4378.5
	2F	18.49238153	4160.8
	3F	21.56145812	3782.9
	4F	24.25387044	3502.6
	5F	27.70676951	3197.6
	6F	33.91042019	2763.3

Tabla V. 15. Resultados de la compresibilidad efectiva promedio vs. volumen original.

En la Figura V.14 se puede observar que la tendencia del comportamiento es similar en ambos tipos de yacimiento, aún cuando se hicieron suposiciones para los dos casos. Los resultados pueden ser lógicos debido a que se utilizaron las ecuaciones correspondientes para cada caso y se calcularon volúmenes originales que a final de cuentas se supone que no debe variar. También se puede esperar un comportamiento similar en la etapa de saturación, siempre y cuando se sigan manejando las ecuaciones apropiadas.

Se debe tomar en cuenta que para efectos de precisión en la obtención del volumen original serán más eficientes las ecuaciones utilizadas en etapa de saturación, ya que para esta última se tiene mas historia de producción, lo cual mejora los cálculos para la predicción.

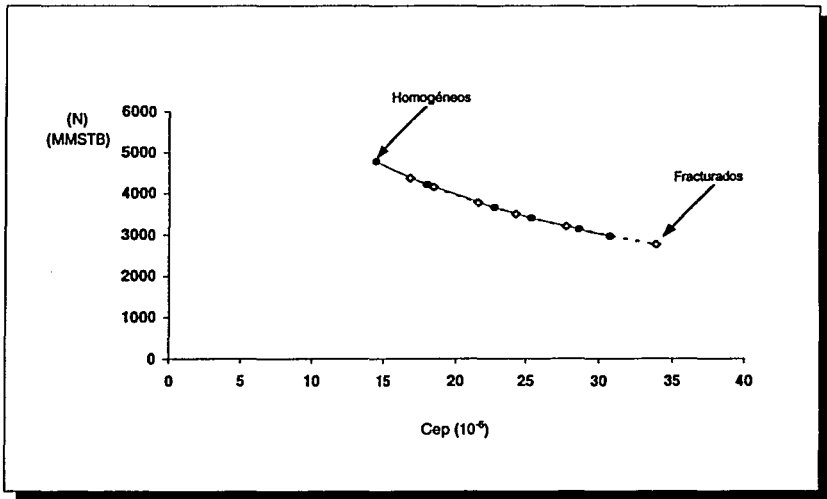


Figura V.14 Comparación del comportamiento de compresibilidad efectiva promedio (Cep) y volumen original (N) de yacimientos homogéneos vs. fracturados.

## CAPITULO VI

### PERMEABILIDAD RELATIVA Y PRESIÓN CAPILAR.

El tema sobre estos dos conceptos es importante, ya que en las producciones y recuperaciones de aceite y gas influyen de manera directa en el flujo de fluidos y en los fenómenos de desplazamiento de los mismos. Es debido a esto que se tratan de manera especial en este capítulo, haciendo el comparativo de manera similar que en los otros capítulos, entre yacimientos homogéneos y fracturados.

#### VI.1 PERMEABILIDAD RELATIVA EN YACIMIENTOS HOMOGÉNEOS.

La razón de la permeabilidad "efectiva"  $K_e$  de un fluido entre la permeabilidad absoluta  $K$  es llamada "permeabilidad relativa"  $K_r$ . Mientras la permeabilidad absoluta debe ser la misma para un líquido o gas, la permeabilidad "efectiva" para un fluido como aceite, agua o gas ( $K_o$ ,  $K_w$  o  $K_g$ ) será menor que la absoluta cuando esté presente otro fluido. Además la forma de la curva de  $K_r$  para el fluido no mojante es totalmente diferente de aquella para el fluido mojante.

La manera en la cual la permeabilidad relativa de cada fase fluyente varía en relación a las saturaciones de fluido "mojante" y "no mojante" es ilustrado en la Figura VI.1.

Lo anterior puede ser observado en el esquema de la Figura VI.1, donde:

- a) La fase no-mojante o aceite ocupa la mayor parte de los poros abiertos y para una saturación de agua del 20% o menos, se muestra una permeabilidad relativa al aceite ( $K_{ro}$ ) cerca del 90% de la absoluta. Al incrementarse la saturación de agua,  $K_{ro}$  disminuye (hiperbólicamente) alcanzando el cero cerca del 90% de la saturación de agua y 10% de aceite (punto B).

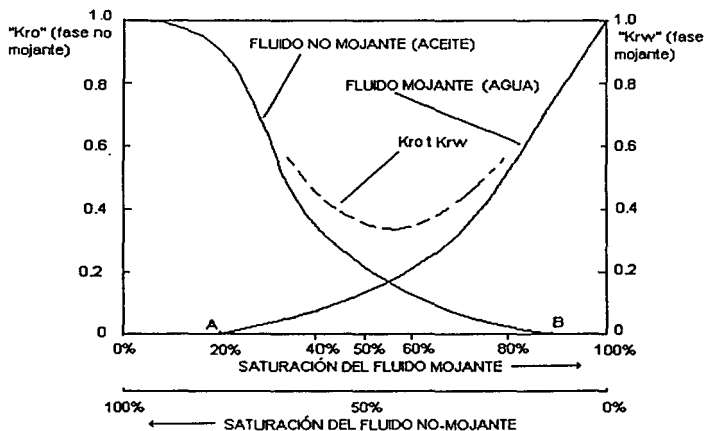


Figura VI.1. Relación de la permeabilidad relativa con la saturación de cada fluido.

- b) La fase mojanante (agua) en el punto A debe ser considerada la mínima irreductible, congénita, o saturación de agua inmóvil al 20%. Un poco menos que esto simplemente moja la superficie de los granos. Al incrementarse la saturación de la fase de agua, la permeabilidad relativa al agua ( $K_{rw}$ ) crece con una pendiente que va hacia un valor absoluto de la saturación del 100%.
- c) La curva discontinua es lo que corresponde a la suma de ( $K_{ro} + K_{rw}$ ) en cada valor de saturación y es siempre menor que la unidad cuando está presente mas de una fase.

#### Permeabilidad relativa para tres fases

En muchos casos simultáneamente existen tres fluidos en la roca. En 1941 Leverett<sup>(2)</sup> reportó resultados de pruebas de flujo en estado estacionario en arenas inconsolidadas donde se utilizaron tres fases, aceite, agua y gas. Los fluidos utilizados por Leverett fueron nitrógeno, keroseno y salmuera. La permeabilidad relativa para la fase mojanante, agua, fue encontrada ser única función de la saturación de la fase mojanante, independientemente de las cantidades relativas presentes de aceite y gas. La Figura VI.2 indica un cambio de las curvas de permeabilidad relativa para el aceite y el gas,

debido a la presencia de agua congénita, la movilidad del aceite es incrementada y la del gas se decrementa.

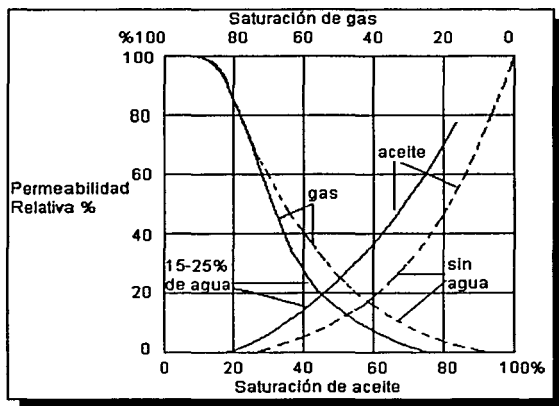


Figura VI.2. Permeabilidad relativa al gas y al aceite como una función de la saturación del agua congénita.

Estimación de la permeabilidad relativa por medio de correlaciones.

Debido a lo costoso y a la complejidad experimental, en ocasiones se evitan las medidas de permeabilidad relativa y presión capilar. En tales casos los efectos de presión capilar son ignorados en los cálculos ingenieriles. Sin embargo los valores de permeabilidad son estimados de correlaciones teóricas o empíricas. Tales correlaciones requieren el conocimiento de uno o mas de los puntos finales en las curvas de permeabilidad relativa: saturación de agua irreducible ( $S_w$ ), saturación de aceite residual ( $S_{or}$ ) y saturación de gas crítica ( $S_{gc}$ ). Debe ser notado que la saturación de aceite residual en un sistema agua-aceite (dos fases) puede diferir significativamente del sistema gas-aceite.

De consideraciones teóricas, Pirson<sup>(2)</sup> sugirió que debido a la imbibición en una roca limpia mojada por agua:

$$K_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \right)^{1/2} S_w^3$$

Ec. VI.1



y

$$K_{rnw} = \left( 1 - \frac{S_w - S_{wl}}{1 - S_{wl}} \right)^2 \quad \text{Ec. VI.2}$$

donde  $K_{rnw}$  es la permeabilidad relativa para la fase no mojante (aceite o gas).

Jones<sup>(2)</sup> presentó ecuaciones empíricas para las permeabilidades relativas del agua y del aceite como sigue:

$$K_{rw} = \left( \frac{S_w - S_{wl}}{1 - S_{wl}} \right)^3 \quad \text{Ec. VI.3}$$

y

$$K_{ro} = \left( \frac{0.9 - S_w}{0.9 - S_{wl}} \right)^2 \quad \text{Ec. VI.4}$$

Debe ser notado que si  $K_{rnw}=0$  en la Ecuación VI.2 entonces  $S_w=1.0$ . Esto significa que la Ecuación VI.2 asume  $S_{or}=0$ . Similarmente, la Ecuación VI.4 asume  $S_{or}=0.10$ . Puesto que  $S_{or}$  en realidad nunca es cero y varía considerablemente, el uso de las Ecuaciones VI.2 y VI.4 debe ser limitado para estimar el orden de magnitud de la permeabilidad relativa y la forma aproximada de las curvas de permeabilidad relativa. Las Ecuaciones VI.1 y VI.3 da valores comparables de  $K_{rw}$ , los cuales son de precisión aceptable para muchos cálculos de ingeniería.

Cuando  $S_{or}$  es conocido en un sistema agua-aceite,  $K_{ro}$  puede ser calculada por la ecuación modificada de Corey<sup>(2)</sup>:

$$K_{ro} = \left( \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{or} - S_{wl}} \right)^n \quad \text{Ec. VI.5}$$

donde  $n$  es usualmente 2.0. Esta ecuación se reduce a la Ecuación VI.2 si  $S_{or}=0$  y a la Ecuación VI.4 si  $S_{or}=0.10$ .

Para los sistemas gas-aceite, Wyllie<sup>(2)</sup> presentó las siguientes correlaciones para estimar permeabilidades relativas. Las correlaciones asumen solamente el conocimiento de  $S_w$  y frecuentemente dan valores de precisión aceptable. Ver la siguiente tabla:

TIPO DE FORMACIÓN	$K_{ro}$	$K_{rg}$
Arena inconsolidada, bien seleccionado	$(S^*)^3$	$(1 - S^*)^3$
Arena inconsolidada, pobremente seleccionado	$(S^*)^{3.5}$	$(1 - S^*)^2 (1 - S^{*1.5})$
Arenisca inconsolidada, caliza oolítica, rocas con porosidad vugular +	$(S^*)^4$	$(1 - S^*)^2 (1 - S^{*2})$

Tabla VI.1. Valores de  $K_{ro}$  y  $K_{rg}$  según Wyllie

Donde:

$$S^* = \frac{S_o}{1 - S_{wt}}$$

Ec. VI.6

La aplicación para rocas vugulares es posible solamente cuando la medida de los vúgulos es pequeña en comparación con la medida de la unidad de roca para la cual es hecho el cálculo. La unidad de roca debe ser por lo menos mil veces mas grande que un vúgulo típico.

Honarpour<sup>(16)</sup> desarrolló ecuaciones empíricas de predicción para la permeabilidad relativa por imbibición (agua-aceite) y por drene (gas-aceite) a partir de un gran número de datos experimentales. La información que fue usada como base para los estudios de Honarpour fue obtenida de campos de aceite y gas localizados en Alaska, Canadá, Labia, Irán, Argentina y la República Unida Árabe. Todas las pruebas de laboratorio fueron hechas en un área a condiciones de presión y temperatura atmosférica. La información se agrupó de acuerdo a técnicas de laboratorio usadas en mediciones de permeabilidad relativa. Cada grupo de permeabilidades relativas se clasificó como "carbonato" o "no carbonato", pero la información disponible no fue suficiente para una mas detallada caracterización litológica.

En adición a la clasificación anterior, se hizo una nueva clasificación sobre las bases de mojabilidad. Esta clasificación se hizo de acuerdo a los siguientes criterios arbitrarios:

1. La roca se consideró estar fuertemente mojada por agua, si a altas saturaciones de aceite en un sistema agua-aceite  $K_{ro}$  excedía grandemente a  $K_{ro}$  en un sistema gas-aceite a las mismas saturaciones; dado que  $K_{ro}$  en un sistema gas-aceite excedía grandemente a  $K_{rw}$  en un sistema agua-aceite en o cerca de la saturación residual de aceite después de la inyección de agua.
2. La roca se consideró estar mojada por aceite cuando  $K_{ro}$  en el sistema agua-aceite fue aproximadamente igual a  $K_{ro}$  en el sistema gas-aceite, dado que  $K_{ro}$  en el sistema gas-aceite fue aproximadamente igual a  $K_{rw}$  en el sistema agua-aceite.
3. La roca se consideró de mojabilidad intermedia cuando no se encontró claramente mojada por agua o mojada por aceite de acuerdo al criterio de clasificación.

Después de que la información había sido clasificada de acuerdo a la litología y mojabilidad se empleo un análisis de regresión lineal para desarrollar ecuaciones, las cuales aproximarían las permeabilidades relativas medidas a partir de factores como saturaciones de fluido, permeabilidad y porosidad.

Todas las ecuaciones del sistema agua-aceite se refieren al desplazamiento de aceite por agua y las ecuaciones del sistema gas-aceite se refieren al proceso de drene. Toda la información experimental fue medida en rocas consolidadas.

Las ecuaciones que fueron desarrolladas por Honarpour no han sido probadas extensivamente. De cualquier modo, la mayoría de las pruebas que han sido hechas indican que las ecuaciones están mas de acuerdo a la información de laboratorio que a las predicciones de correlaciones publicadas que fueron usadas como base de comparación.

En el uso de relaciones empíricas como las presentadas por Honarpour, algunos cálculos de permeabilidad relativa exceden a 1, los cuales se asumen como 1.0 si un valor de permeabilidad relativa es conocido a una cierta saturación de agua, la curva de permeabilidad relativa puede ser movida para ajustar al punto conocido. Algunos resultados de Honarpour se presentan a continuación y algunos otros en la parte correspondiente a  $K_r$  para yacimientos fracturados:

Ecuaciones para la predicción de permeabilidad relativa en arenas y conglomerados:

$$K_{rw} = 0.035388 \frac{S_w - S_{wf}}{1 - S_{wf} - S_{orw}} - 0.010874 \left[ \frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wf} - S_{orw}} \right]^{2.9} + 0.56556 (S_w)^{1.5} (S_w - S_{wf})$$

(mojada por agua) Ec. VI.7

$$K_{rw} = 1.5814 \left[ \frac{S_w - S_{wf}}{1 - S_{wf}} \right]^{1.51} - 0.58617 \frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wf} - S_{orw}} (S_w - S_{wf}) - 1.2484\phi (1 - S_{wf}) (S_w - S_{wf})$$

(intermediamente mojada) Ec. VI.8

$$K_{ro,w} = 0.76067 \left[ \frac{S_o - S_{or}}{1 - S_{orw}} \right]^{1.8} \left[ \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wf} - S_{orw}} \right]^{2.0} + 2.6318\phi (1 - S_{orw}) (S_o - S_{orw})$$

(poca mojabilidad) Ec. VI.9

$$K_{ro,g} = 0.98372 \left[ \frac{S_o}{1 - S_{wf}} \right]^4 \left[ \frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wf} - S_{org}} \right]^2$$

(poca mojabilidad) Ec. VI.10

$$K_{rg} = 1.1072 \left[ \frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wf}} \right]^2 K_{rg}(S_{org}) + 2.7794 \frac{S_{org}(S_g - S_{gc})}{1 - S_{wf}} K_{rg}(S_{org})$$

(poca mojabilidad) Ec. VI.11

Donde:

$K_a$  = permeabilidad al aire, (md).

$K_o$  = permeabilidad al aceite, (md).

$K_{o(S_{wf})}$  = permeabilidad al aceite a una saturación de agua irreductible, (md).

$K_{rg}$  = permeabilidad relativa al gas, sistema de gas y aceite, (fracción).

$K_{rg(S_{or})}$  = permeabilidad relativa al gas a una saturación de aceite residual, (fracción).

$K_{r,o,w}$  = permeabilidad relativa al aceite, sistema de agua y aceite, (fracción).

$K_{r,w}$  = permeabilidad relativa al agua, sistema de agua y aceite, (fracción).

$K_{r,o,g}$  = permeabilidad relativa al aceite, sistema de aceite y gas, (fracción).

$S_g$  = saturación de gas, (fracción).

$S_{gc}$  = saturación de gas crítica, (fracción).

$S_o$  = saturación de aceite, (fracción).

$S_{o,r}$  = saturación de aceite residual en la zona de gas, (fracción).

$S_{o,w}$  = saturación de aceite residual en la zona de agua, (fracción).

$S_w$  = saturación de agua, (fracción).

$S_{wi}$  = saturación de agua irreductible, (fracción).

$\phi$  = porosidad, (fracción).

## VI.2 PERMEABILIDAD RELATIVA EN YACIMIENTOS FRACTURADOS.

En un yacimiento fracturado, la evaluación de las curvas de permeabilidad relativa es complicada debido a la naturaleza del sistema de doble porosidad, donde el plano de fractura entre dos unidades de matriz desarrollan una discontinuidad en el proceso de flujo multifásico. En la literatura, la permeabilidad relativa de un yacimiento fracturado rara vez es examinado, pero la influencia de la heterogeneidad en la permeabilidad en un medio poroso se ha estudiado en detalle.

Ya que el comportamiento de permeabilidad relativa vs. heterogeneidad puede ser usado como una aproximación básica en yacimientos fracturados, es interesante examinar la influencia del gasto de inyección, longitud de núcleo, y mojabilidad en los resultados de laboratorio en yacimientos heterogéneos (Huppler, Bradner, Erlich)<sup>(1)</sup>. La evaluación de permeabilidad relativa en rocas heterogéneas a través de inyección de agua considera el riesgo de inexactitud si se presenta un rompimiento de agua temprano. Esto quiere decir que los resultados llegan a ser ininterpretables si el rompimiento de agua a través de las fracturas o cavernas está adelante del principal avance frontal en la matriz. La curva de permeabilidad relativa en el sistema fractura-matriz en este caso se parece a una curva formada anómalamente (Figura VI.3) como resultado de un desplazamiento tipo pistón en algunas fracturas (las más grandes), pero no en el sistema fractura-matriz.

### Revisión de algunos conceptos básicos.

La permeabilidad relativa está básicamente asociada con la porosidad intergranular y por lo tanto, es necesaria la revisión de algunos conceptos básicos.

En un sistema intergranular, el acomodo del fluido en los poros es controlado por las fuerzas capilares y por lo tanto, la saturación de fluidos depende de la relación entre la fase mojanete y no mojanete de los fluidos que llenan los poros.

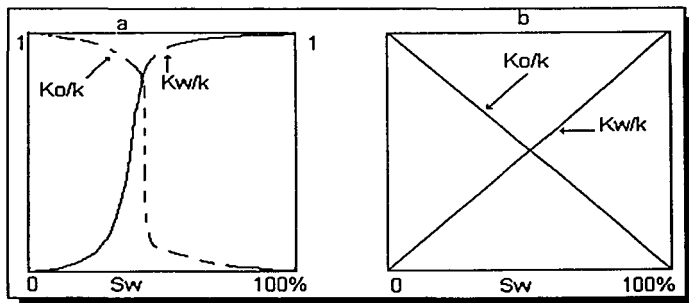


Figura VI.3. Curva anómala de permeabilidad relativa: a) sin fracturas a lo largo del eje del núcleo; b) con fracturas a lo largo del eje del núcleo.

La fase mojanete ocupa los poros mas pequeños y la fase no mojanete los poros mas grandes como resultado de la relación entre saturación de fluidos y la distribución de medida de los poros. De esta manera, las curvas de permeabilidad serán influenciadas por la curva de frecuencia de poro así como por la historia de saturación (puesto que el proceso de flujo se desarrolla en condiciones de drene o imbibición).

#### Permeabilidad relativa vs. distribución de frecuencia de poro.

Si se obtiene una curva de frecuencia de medida de poro, la distribución de las fases mojanete y no-mojanete serán como se muestra en la Figura VI.4 donde la fase mojanete llena los poros pequeños y la fase no-mojanete llena los poros grandes. De esta manera, la saturación irreductible de la fase mojanete dependerá del promedio de la medida de poro. La saturación de agua irreductible será mayor en poros pequeños que en los poros grandes (como se muestra en la Figura VI.5 donde  $d_1 < d_2$ ).

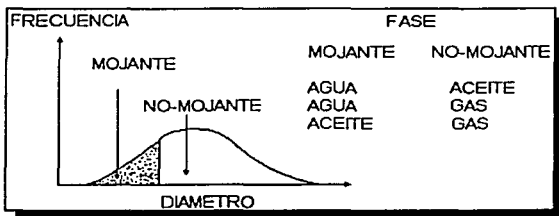


Figura VI.4. Curva de frecuencia de medida de poro y saturación de fluidos.

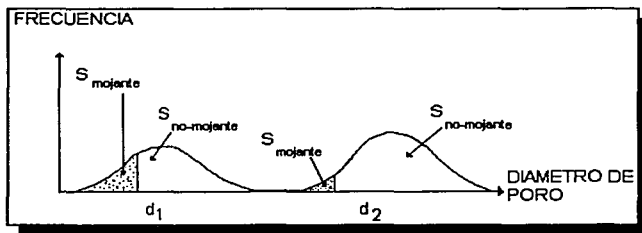


Figura VI.5. Influencia del promedio de la medida de poro en la magnitud de la saturación.

Si las tres fases, agua, aceite y gas, coexisten simultáneamente en el yacimiento, su distribución seguirá el mismo patrón. De acuerdo al grado de mojabilidad, el agua llenará los poros mas pequeños y el gas los poros mas grandes, dejando los poros intermedios para el aceite (Figura VI.6).

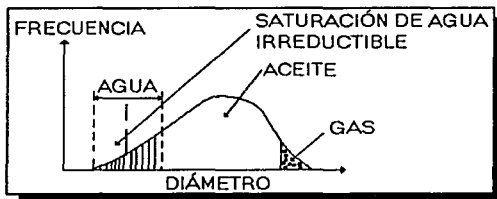


Figura VI. 6. Distribución de saturación de las tres fases.

Si las tres fases coexisten, la permeabilidad relativa de cada fase será influenciada por la saturación de las otras dos fases de la siguiente manera:

- a)  $K_{rw}$  solo dependerá del agua móvil,  $S_w - S_{wi}$ , pero permanece independiente de la saturación de aceite y gas.
- b)  $K_{rg}$  solo dependerá de la saturación de gas,  $S_g$ , pero es independiente de la saturación de aceite y agua.
- c)  $K_{ro}$  depende de la saturación de aceite, pero es también indirectamente dependiente del rango de la medida de poro en la que hay saturación de aceite.  $K_{ro}$  será mas grande si, por ejemplo,  $S_w=0.45$  y  $S_g=0.05$ , que si  $S_w=0.30$  y  $S_g=0.20$ , debido a que a la misma saturación de aceite  $S_o=0.5$  en el segundo caso el aceite estará localizado en los poros mas pequeños mientras que en el primer caso el aceite estará localizado en los poros mas grandes.

### VI.3 EVALUACIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN ROCAS FRACTURADAS.

El problema de heterogeneidad en rocas fue por mucho tiempo una limitación en los yacimientos teniendo una variación direccional de la permeabilidad y sus consecuencias en el comportamiento del campo. Más tarde, la heterogeneidad de los yacimientos fue examinada en relación a la permeabilidad relativa. De varias heterogeneidades en un yacimiento una de las mas significantes es el sistema de doble porosidad, tales como la combinación matriz-fractura, caverna-matriz o caverna-fractura-matriz.

En rocas carbonatadas donde se a desarrollado un segundo tipo de porosidad por cavernas en adición a la porosidad intergranular, las mediciones convencionales son cuestionables si la porosidad secundaria es significativa y uniformemente distribuida.

#### VI.3.1 Permeabilidad relativa al agua-aceite en rocas cavernosas (experimentos de laboratorio).

El comportamiento de permeabilidad relativa de agua-aceite a sido examinado en el laboratorio en empaques con cavernas y han sido obtenidas características cualitativas. A altos gastos el agua barre al aceite totalmente sacándolo de la matriz, pero a bajos gastos donde la presión capilar llega a ser significativa, el aceite es atrapado en las cavernas. De los resultados obtenidos han sido consideradas la presencia de dos tipos de curvas:



TIPO A: donde ambas curvas de permeabilidad muestran una variación lineal con la saturación de agua (Figura VI.7). Se observó que el agua a veces fluye dentro de las cavernas las cuales todavía contienen aceite.

TIPO B: incluye el resultado del avance del frente agua-aceite a través de las cavernas hasta que el aceite es totalmente removido. La permeabilidad relativa al agua en la roca variará desde cero cuando el aceite está todavía en la caverna, hasta 1 cuando el aceite es desplazado (Figura VI.7).

La simulación de permeabilidad relativa y las pruebas de laboratorio han sido examinadas por Archer en rocas carbonatadas cavernosas. Los resultados mostraron una diferencia substancial en los datos del núcleo en el laboratorio y en el simulador donde el desplazamiento tipo pistón fue aceptado como un yacimiento homogéneo.

**VI.3.2 Permeabilidad relativa al gas-aceite en calizas con cavernas (experimentos de laboratorio).**

De los experimentos desarrollados por Abgrall e Ifly<sup>(1)</sup>, la saturación de gas crítica puede llegar a ser muy alta especialmente si la razón de declinación de presión es pequeña. La fase de gas se desarrolla en las cavernas sin salir de ellas hasta que sale una gran parte de aceite. Esto se explica por el hecho de que el gas liberado en las cavernas no puede desplazar al aceite de la matriz por el hecho de que las fuerzas capilares se oponen dentro de dichas cavernas. Mas tarde, cuando se desarrolla en la matriz una elevada saturación de gas libre, el sistema caverna-matriz será descrito solo por una relación de  $K_g/K_o$  vs.  $S_g$ . El comportamiento de la curva de permeabilidad relativa se muestra en la Figura VI.8. Esta figura ilustra la diferencia entre la misma matriz intergranular con y sin cavernas.

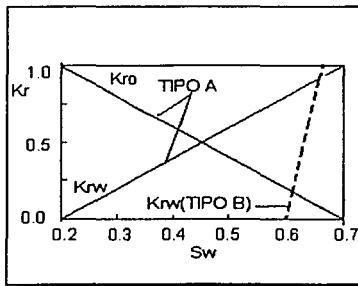


Figura VI.7. Permeabilidad relativa en cavernas.

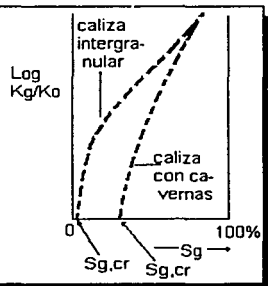


Figura VI.8. Curvas de Kr.

### VI.3.3 Permeabilidad relativa en rocas fracturadas cavernosas (aproximación teórica).

La permeabilidad relativa de fracturas y cavernas formando la porosidad secundaria de una caliza intergranular fue examinada a través de un modelo simplificado desarrollado por Erlich<sup>(1)</sup>. El modelo hace intervenir cavernas aisladas dentro de la matriz, y cavernas conectadas con fracturas en una o dos direcciones (Figura VI.9A). La interconexión de caverna-fractura es expresada por un factor probabilístico  $f$ , indicando el grado de la conexión fractura-caverna. La variación de  $f$  de 0 a 1 se ilustra en la Figura VI.9A.

Un ejemplo de una red de fractura-caverna sobrepuesta en una matriz con un factor probabilístico de fractura de  $f=0.5$  se representado en la Figura VI.9.B. La saturación de aceite residual fue evaluada en el modelo de Erlich de acuerdo a la probabilidad de intercomunicación, en este caso hay 312 posibles localizaciones de fractura. Si algunas fracturas están llenas con aceite y otras con agua, puede ser simulado un proceso de desplazamiento. Para el desplazamiento con agua y gas, ambas saturaciones residuales de aceite están dadas en la Figura VI.10. como una función del parámetro  $f$ . Los resultados simulados al ser comparados con información de núcleos fueron satisfactorios con excepción de núcleos con una porosidad secundaria grande, donde en el caso de un desplazamiento inmiscible, fue obtenida substancialmente una saturación residual de aceite más alta. Usando tales modelos en un bloque de fractura-matriz como una pseudo-función es posible construir una mejor aproximación para una evaluación del comportamiento de desplazamiento.

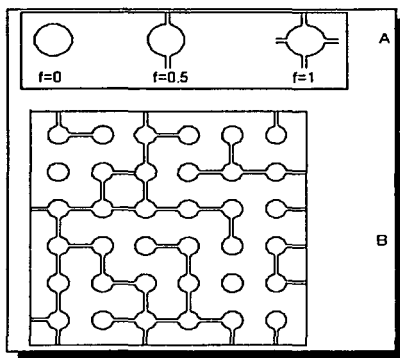


Figura VI.9. Modelo de fractura-caverna.  
A- Tipo de red y factor de probabilidad  $f$ .  
B- Matriz y fractura-caverna, caso  $f=0.5$ .

### VI.3.4 Permeabilidad relativa del sistema fractura - matriz (aproximación teórica).

La permeabilidad relativa de un sistema fractura-matriz o de un sistema fractura-fisura-matriz puede ser examinado por el uso de resultados de núcleos obtenidos en el laboratorio por métodos convencionales. Este procedimiento es mas exitoso si se tomara en cuenta una dirección preferencial de fracturas. Las aproximaciones pueden ser adquiridas por el uso de métodos en rocas heterogéneas (rocas compuestas por estratos, cavernas y fracturas), con el propósito de construir una curva de permeabilidad pseudo-relativa.

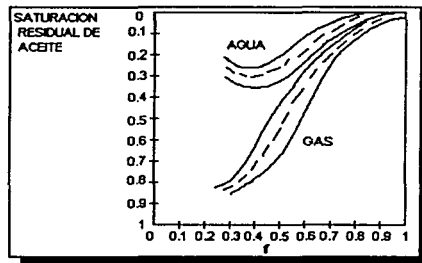


Figura VI.10. Saturación residual de aceite vs. Factor  $f$ , en un modelo dado.

Un concepto de permeabilidad relativa fue desarrollado por Braester<sup>(1)</sup>. Los principios básicos son:

- En un yacimiento fracturado con gradientes de presión no insignificantes comparados con aquellos que ocurren durante la imbibición, tomará lugar un cierto intercambio de fluido entre fractura y matriz.
- Las fases mojante y no-mojante de las fracturas está circulando desde la fractura pasando por la matriz y regresando a la misma fractura, en las zonas saturadas con las fases respectivas de agua y aceite. (Figura VI.11).
- A través de tal modelo la permeabilidad relativa llega a ser una función del grado de saturación de las fracturas y del medio poroso.
- El proceso es considerado como de flujo continuo en ambas zonas tanto en el bloque de matriz como en las fracturas.

Una representación esquemática de la curva de permeabilidad relativa está dada en la Figura VI.12 donde, basado en la consideración de continuidad de flujo en bloques y fracturas resulta que:

- La forma de las dos curvas de permeabilidad relativa  $K_{ro}$ ,  $K_{rw}$  variarán en función de la saturación de agua en las fracturas ( $S_{w2}$ ) como se muestra en la Figura VI.12, donde el índice 1 y 2 se refieren a la matriz y a las fracturas respectivamente.

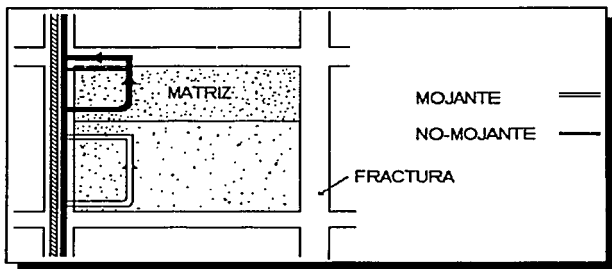


Figura VI.11. Esquemización del proceso de flujo entre matriz y fractura de las fases mojante y no-mojante.

- Las relaciones entre las dos permeabilidades son respectivamente:

$$K_{ro} = \left[ \frac{K_2}{K} + \left( 1 - \frac{K_2}{K} \right) (1 - S_{w1}^2)(1 - S_{w1})^2 \right] (1 - S_{w2})^2 (1 - S_{w2}^2) \quad \text{Ec. VI.12}$$

$$K_{rw} = \left[ \frac{K_2}{K} + \left( 1 - \frac{K_2}{K} \right) S_{w2}^4 \right] \cdot S_{w2}^4 \quad \text{Ec. VI.13}$$

Las cuales son similares a las ecuaciones de Corey.

De lo observado en las curvas de la Figura VI.12, resulta la Tabla VI.2. Esto puede ser interpretado como sigue:

Punto A. Corresponde a una saturación de matriz  $S_{w1}=1$  y a una saturación de fractura  $S_{w2}=1$ . No hay aceite en la matriz ni en las fracturas,  $K_{rw}=1$ .

Punto B. Este punto corresponde a  $S_{w1}=0$  y  $S_{w2}=1$  lo cual significa que la matriz está saturada con aceite  $S_{o1}=1$  y las fracturas están saturadas con agua.

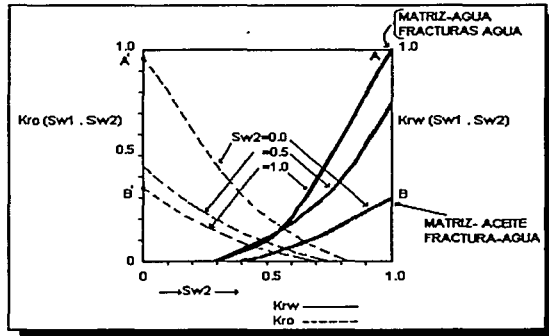


Figura VI.12. Permeabilidad relativa de una unidad matriz-fractura de un yacimiento.

SI			RESULTADOS		OBSERVACIONES
Sw1	Sw2	Sw3	Krw	Kro	
1	1	0	Krw = 1 (punto A)	—	Krw = Krw máxima
0	1	1	Krw << 1 (punto B)	—	Krw = Krw mínima
0.5	1	0.5	Krw promedio	—	
0	0	1	—	Kro = 1	Krw = Kro mínima
1	0	0	—	Kro << 1	Krw = Kro mínima
0.5	0	0.5	—	Kro promedio	

Tabla VI.2. Resultados y observaciones a diferentes valores de saturaciones de agua y aceite.

De esta manera los valores de permeabilidad son:

$$K_{rw} |_{A} = K \text{ (permeabilidad absoluta); } K_{rw} |_{B} = K_{o}/K$$

### VI.3.5 Estimación de la permeabilidad relativa en yacimientos fracturados por medio de correlaciones.

En lo que se refiere al cálculo de permeabilidad relativa, por último, se hace referencia a algunas correlaciones de Honarpour<sup>(16)</sup> utilizadas para calizas y dolomias. Para estas correlaciones se hacen las mismas consideraciones que en yacimientos homogéneos:

$$K_{rw} = 0.0020525 \frac{(S_w - S_{wl})}{\phi^{2.45}} - 0.05137K(S_w - S_{wl}) \left[ \frac{1}{K_a} \right]^{0.43} \quad (\text{mojada por agua}) \quad \text{Ec. VI.12}$$

$$K_{rw} = 0.29986 \left[ \frac{S_w - S_{wl}}{1 - S_{wl}} \right] - 0.32797 \left[ \frac{S_w - S_{orw}}{1 - S_{wl} - S_{orw}} \right]^{-2} [S_w - S_{wl}] + 0.4132 \left[ \frac{S_w - S_{wl}}{1 - S_{wl} - S_{orw}} \right] \quad \text{Ec. VI.13}$$

(Intermediamente mojada)

$$K_{ro,w} = 1.2624 \left[ \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{orw}} \right] \left[ \frac{S_o - S_{orw}}{1 - S_{wl} - S_{orw}} \right]^2 \quad (\text{poca mojabilidad}) \quad \text{Ec. VI.14}$$

$$K_{ro,g} = 0.93752 \left[ \frac{S_o}{1 - S_{wl}} \right]^4 \left[ \frac{S_o - S_{org}}{1 - S_{wl} - S_{org}} \right]^2 \quad (\text{poca mojabilidad}) \quad \text{Ec. VI.15}$$

$$K_{rg} = 1.8655 \frac{(S_g)(S_g - S_{gc})}{(1 - S_{wl})} K_{ro}(S_{org}) + 8.0053 \frac{(S_g - S_{gc})(S_{org})^2}{(1 - S_{wl})} - 0.025890(S_g - S_{gc}) \left[ \frac{1 - S_{wl} - S_{org} - S_{gc}}{1 - S_{wl}} \right]^2 \cdot \left[ 1 - \frac{1 - S_{wl} - S_{org} - S_{gc}}{1 - S_{wl}} \right]^2 \left[ \frac{K_a}{\phi} \right]^{0.5} \quad (\text{poca mojabilidad}) \quad \text{Ec. VI.16}$$

Hirasaki<sup>(16)</sup> a sugerido la siguiente correlación de permeabilidad relativa para yacimientos fracturados:

$$S^* = \frac{S_d - S_{de}}{1 - S_w - S_{de}} \quad \text{Ec. VI.17}$$

$$K_{rd} = K_{rd}^o (S^*)^n \quad \text{Ec. VI.18}$$

$$K_{ro} = K_{ro}^o (1 - S^*)^n \quad \text{Ec. VI.19}$$

Donde:

$S^*$  = saturación normalizada.

$S_d$  = saturación de la fase desplazante.

$S_{de}$  = saturación de la fase desplazante inmóvil.

$S_{or}$  = saturación de aceite residual.

$K_{rd}$  = permeabilidad relativa de la fase desplazante, (md).

$K_{rd}$  = permeabilidad relativa de la fase desplazante a una saturación de aceite residual, (md).

$K_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite, (md).

$K_{ro}$  = permeabilidad relativa al aceite a una saturación de la fase desplazante inmóvil, (md).

$n$  = exponente de parámetro para la forma de las curvas de permeabilidad relativa, que se dice es igual a 1 en yacimientos fracturados.

## VI.4 PRESIÓN CAPILAR.

Dada la importancia que tiene el fenómeno de presión capilar al estar íntimamente ligado a la saturación de fluidos y a la permeabilidad relativa, se le da un trato especial con el propósito de dejar más claro el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

### VI.4.1 Conceptos básicos.

Los fenómenos de superficie son debidos a atracciones moleculares particulares los cuales aparecen cuando están en contacto dos fluidos que no son mezclables en toda proporción. Si se examina una gota de mercurio sobre una mesa, se observa que actúa como si una membrana elástica fuera estirada sobre la superficie de la gota sostenida en el fluido. Si suponemos que se hace una incisión en esta membrana, será necesario ejercer una fuerza perpendicular a la dirección de la incisión y proporcional a su longitud con el propósito de mantener en contacto las dos caras de la incisión. Esta fuerza por unidad de longitud es la tensión superficial del mercurio  $T$  ( $T_{Hg} = 480 \text{ dyn/cm}$ ). Si el otro fluido no es aire, la tensión es llamada *interfacial*. Algunos valores conocidos son los siguientes:

- a) Tensión superficial del agua = 73 dyn/cm.
- b) Tensión interfacial agua/aceite = 28-30 dyn/cm.

En muchos casos la superficie de contacto entre dos fluidos tiene cierta curvatura excepto si esta superficie es muy extendida. Hay dos radios principales de curvatura  $R_1$  y  $R_2$  en algún punto dado (Figura VI.13). El hecho de que esta curvatura no sea nula nos resulta en una diferencia de presión entre los fluidos en contacto.

Esta diferencia de presión es llamada presión capilar, y la presión más alta está sobre la cara donde está localizado el centro de curvatura de la superficie. La ecuación para el equilibrio superficial es como sigue:

$$P_c = T \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right)$$

Ec. VI.20

La tensión interfacial existe aún cuando  $P_c = 0$ .

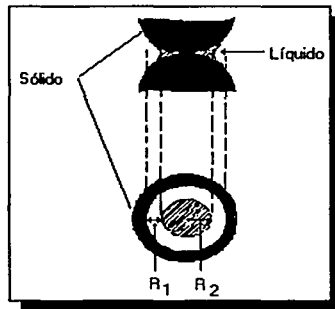


Figura VI.13. Contacto idealizado para un fluido mojante sobre granos esféricos<sup>(17)</sup>.

### Factores que afectan las tensiones interfaciales entre el agua y el aceite del yacimiento.

- **Temperatura:** La tensión interfacial cae al elevarse la temperatura:

$$T = - aT_r + b$$

Donde:

$T_r$  = Temperatura reducida.

$a, b$  = constantes positivas.

- **Presión:** La tensión interfacial cae al elevarse la presión:

$$T = - aP + b$$

- **Gas disuelto en aceite o en agua:** abajo del punto de burbuja la tensión interfacial se incrementa con la cantidad de gas disuelto.



- **Agentes activos de superficie:** su presencia en agua o en aceite lleva a una caída en la tensión interfacial.

#### VI.4.2 Presión capilar en un campo. Definición<sup>(18)</sup>.

Dos fluidos inmiscibles (agua, aceite) se consideran en equilibrio en un medio poroso. Se ha mostrado experimentalmente que para un amplio rango de fluidos los valores de saturación de cada fase son continuos en el medio poroso.

Se considera que el medio poroso está:

- En un estado de equilibrio.
- En un campo gravitacional
- A una cierta temperatura.

Las leyes de la hidrostática muestran que la presión en cada fluido depende solamente de la elevación  $z$ :

$$\frac{dP_w}{dz} = \rho_w g \quad \text{Ec. VI.21}$$

y

$$\frac{dP_o}{dz} = \rho_o g \quad \text{Ec. VI.22}$$

Estas ecuaciones pueden ser integradas inmediatamente ya que a una temperatura constante;  $\rho_w$  y  $\rho_o$  son funciones definidas (de  $P_w$  y  $P_o$ ):

$$\frac{d(P_w - P_o)}{dz} = g(\rho_w - \rho_o) = g \Delta \rho \quad \text{Ec. VI.23}$$

Donde:

$P_w$  y  $P_o$  = presiones en agua y aceite.

$\rho_w$  y  $\rho_o$  = gravedad específica del agua y del aceite.

$z$  = elevación en el campo, que se cuenta positiva desde la cima hacia abajo.

El razonamiento puede ser extendido al medio entero el cual se supone es continuo.

La presión capilar será definida en cada punto del medio poroso por:

$$P_c = |P_w - P_o| \quad \text{Ec. VI.24}$$

El signo de  $P_c$  es debido a una convención arbitraria. Como resultado de las ecuaciones VI.21 y VI.22 y también de  $dP_c = g \Delta \rho dz$ ,  $P_c = f(z)$ :

$$P_c(z) = P_c(z_o) + g \int_{z_o}^z (\rho_w - \rho_o) dz \quad \text{Ec. VI.25}$$

La presión capilar depende de la saturación:  $P_c = f(S_w)$ .

En un estado de equilibrio entre las dos caras de una interfase que separa a los dos fluidos no-miscibles, hay una diferencia en presión proporcional a la curvatura  $C$  de la interfase, siendo localizada la presión mas alta en la cara cóncava:

$$P_c = P_w - P_o = CT \quad \text{Ec. VI.26}$$

$$P_c = T \left( \frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2} \right) = \frac{2T}{R} \quad \text{Ec. VI.27}$$

donde:

$T$  = característica de tensión interfacial del par de fluidos,  
 $R_1, R_2$  = radio principal de curvatura.

Por lo tanto la presión capilar es debida a la curvatura de la interfase que separa a los dos fluidos y a la tensión interfacial. De acuerdo a la Ecuación VI.25, de condición de equilibrio hidrostático, la curvatura de la interfase es una función bien definida de la elevación  $z$ .

En un bloque poroso el cual es suficientemente pequeño tal que sobre su escala es posible no considerar los efectos de gravedad, hay una interfase de curvatura constante ligada a  $P_c$  por la Ecuación VI.25.

De acuerdo a las leyes de capilaridad, esta interfase debe tener contacto con la superficie sólida del medio poroso en un ángulo bien definido  $\theta$  que es igual al ángulo de mojabilidad.

Si la  $P_c$ , está dada, la interfase entre los dos fluidos está sujeta a las siguientes condiciones:

- a) Su curvatura: Ecuación VI.26.
- b) Los puntos en los cuales esta toca la superficie sólida el ángulo de contacto  $\theta$  está dado también.

En ciertos casos simples (tubos capilares cónicos) esto es suficiente para determinar completamente la posición de la interfase. La proporción de un fluido dado contenido en los poros estará directamente ligado a la presión capilar. Los argumentos de este tipo llevan a la suposición de que para un medio poroso dado será una ecuación de la siguiente forma:

$$P_c = f(S_w) \qquad \text{Ec. VI.28}$$

Aunque es difícil aplicar el argumento anterior a un medio poroso con geometría compleja.

#### **VI.4.3 Curvas de presión capilar en yacimientos homogéneos y fracturados.**

En un yacimiento fracturado la curva de presión capilar juega un papel mucho mas importante que en un yacimiento homogéneo<sup>(1)</sup>. Las fuerzas capilares en los yacimientos fracturados son una componente importante de los mecanismos de empuje, mientras que el papel de las fuerzas capilares en un yacimiento homogéneo es mas limitado. En un yacimiento fracturado las fuerzas capilares pueden contribuir en el proceso de desplazamiento por medio del proceso de imbibición, o puede oponerse en el proceso de desplazamiento por drene.

Si una roca está completamente saturada por una fase mojante ( $\theta$  aproximadamente igual a 1), el desplazamiento de esta fase por una fase no mojante estará relacionada con la magnitud de la presión capilar y con el correspondiente decrecimiento de la saturación de la fase mojante. Este desplazamiento es llamado desplazamiento por drene y la relación entre presión capilar y saturación es conocida como la curva de presión capilar por drene (Figura VI.14).

La presión capilar por imbibición se desarrolla cuando la roca del yacimiento está saturada con una fase no mojante, la cual puede ser desplazada por una fase mojante. Para una distribución de poros homogénea, la presión capilar por imbibición es aproximadamente la mitad del orden de magnitud de la presión por drene y, por lo tanto, la curva mostrará una considerable histéresis entre el desplazamiento por drene y por imbibición de la misma roca (Figura VI.14).

Una característica esencial de ambas curvas (drene e imbibición) para dos fluidos no muy compresibles (aceite y agua) es la mínima saturación de la fase mojante.

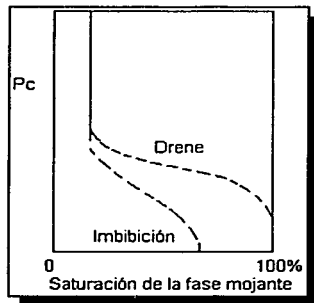


Figura VI.14. Curva de presión capilar por drene e imbibición.

#### VI.4.4 Procedimiento experimental para determinar curvas de presión capilar.

El procedimiento experimental debe estar asociado a las condiciones específicas en las cuales se a desarrollado, o se puede desarrollar en el yacimiento.

Durante el periodo de migración el gas o el aceite (ambas fases no mojantes) tendrán que desplazar al agua (fase mojante). Esto es un proceso típico de drene, el cual gobierna la migración tanto en yacimientos homogéneos como en fracturados.

Si el avance del acuífero desplaza al aceite durante la explotación del yacimiento, este desplazamiento corresponde a un proceso de imbibición; y si el avance del casquete de gas desplaza al aceite esto corresponde a un proceso de drene.

Todos estos procesos son importantes en yacimientos fracturados donde cada bloque de matriz, saturado con un fluido, está rodeado por fracturas las cuales están saturadas con un fluido diferente. El intercambio completo de fluidos entre matriz y fractura es esencialmente dependiente de la presión capilar expresada por su curva correspondiente. Las fuerzas capilares intervienen en el desplazamiento por medio del proceso de imbibición, y se oponen al desplazamiento en el proceso de drene<sup>(1)</sup>.

### Experimentos de drene.

De una u otra forma, todos los experimentos de drene hacen uso de la inyección bajo presión de una fase no mojante en un núcleo saturado con una fase mojante. El objetivo de esta inyección es desplazar la fase mojante de los poros intergranulares. El mecanismo se muestra en la Figura VI.15.

### Inyección de fluidos.

El gas es introducido (en la parte superior) en el núcleo saturado con agua, (el cual se encuentra en un cilindro con paredes impermeables) a varias presiones (P), desplazando al agua cuyo volumen es medido por el indicador (C), como se muestra en la Figura VI.15. El desplazamiento comenzará solo después de que la presión de inyección supere la presión de desplazamiento  $P_{TH}$ . Entonces esto revelará la relación entre la presión de inyección mínima y la resistencia capilar en el desplazamiento de la fase mojante. La presión de desplazamiento esta en general, muy cerca de la presión mínima necesaria para superar la presión correspondiente para entrar a los poros de radio mas pequeño. Esta presión mínima es llamada presión de garganta.

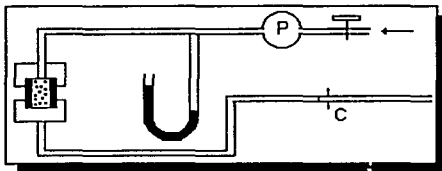


Figura VI.15. Esquema del equipo para mediciones de presión vs. saturación.

Los resultados mostrados en la Figura VI.16 pueden ser considerados representativos de varios tipos de roca intergranular. El primer caso es el clásico para rocas homogéneas (Figura VI.16A). La Figura

VI.16.B ilustra la presencia de macroporos o un poco de fracturas abiertas, y la Figura VI.16C puede ilustrar la presencia de fisuras en la matriz.

Por lo tanto, la forma de las curvas permitirán intuir la presencia de fracturas, como se observa en la Figura VI.16.

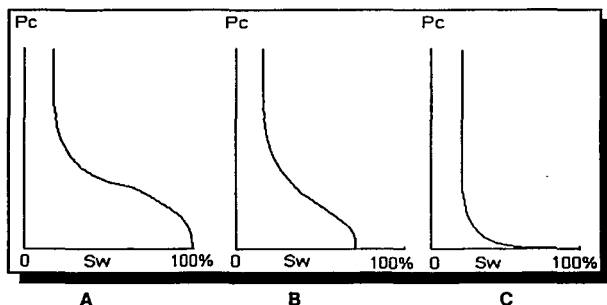


Figura VI.16. Influencia del tamaño y forma de poros en la relación de  $P_c$  vs  $S_w$ .

Otros métodos.

Existen otros métodos<sup>(1)</sup>, tales como el de restitución de estado, vaporización y el centrífugo que se consideran como métodos para evaluar.

METODO	USADO PARA	DESVENTAJAS
Inyección de Hg	Información rápida y Precisa	No válido para areniscas
Estado reestablecido	Areniscas	Tiempos prolongados (decenas de días)
Evaporación	Evaluación rápida de $S_{wi}$	
Centrífugo	Cuando se tienen altas presiones	

Tabla VI.3. Métodos de evaluación de presión capilar.

## CAPITULO VII

### SIMULACIÓN NUMÉRICA.

La simulación de yacimientos petroleros se refiere a la construcción y operación de un modelo que asume la apariencia del comportamiento real del yacimiento. El modelo puede ser físico (por ejemplo, un empaque de arena en laboratorio) o matemático que es simplemente un conjunto de ecuaciones que, sujeto a ciertas consideraciones, describe los procesos físicos activos en el yacimiento.

La simulación de yacimientos naturalmente fracturados tendrá cambios con respecto a la simulación de yacimientos homogéneos, ya que nuevamente el sistema de doble porosidad va a involucrar consideraciones que obliguen a modificar el sistema de ecuaciones que representen el comportamiento del yacimiento.

El propósito de la simulación es la estimación del comportamiento del campo bajo uno o más esquemas de producción. Mientras que el campo produce una sola vez y a un gasto considerable, un modelo puede ser corrido muchas veces a diferentes condiciones de producción, costos y periodos de tiempo. El evaluar los diferentes comportamientos en el modelo y bajo diferentes condiciones de producción ayuda a la selección óptima de estas.

#### VII.1 CONCEPTOS DEL MODELAJE.

Un simulador representa el comportamiento de un yacimiento, al cual lo divide en cierto número de bloques. Cada bloque corresponde a una localización en el yacimiento a la cual se le asignan propiedades (porosidad, permeabilidad relativa, etc.) que se cree son representativas del yacimiento en esa localización. En esencia, el problema matemático se reduce al cálculo del flujo entre los bloques adyacentes<sup>(19)</sup>. Para cada interfase de bloque a bloque, se debe resolver un número de ecuaciones para calcular el flujo de todas las fases móviles. Las ecuaciones generalmente incorporan la ley de Darcy y el concepto de balance de materia y contiene términos que describen la permeabilidad entre los bloques, las movilidades de los fluidos (permeabilidad relativa y viscosidad), y las compresibilidades de los fluidos y la roca.

La Figura VII.1 ilustra los modelos mas comunes utilizados en simulación. En cuanto a la complejidad los modelos van desde un bloque simple, útil solo para cálculos clásicos de balance de materia, hasta un modelo de tres dimensiones (3D), los cuales son capaces de representar la mayoría de los factores que influyen el comportamiento del yacimiento.

En cuanto al dimensionamiento de cada modelo, en coordenadas cartesianas y para yacimientos homogéneos, se puede decir que para el caso a es  $(1 \times 1 \times 1)$ , para el b  $(6 \times 1 \times 1)$ , para el c  $(r, \theta, z)$ , para el d  $(6 \times 1 \times 5)$ , para el e  $(12 \times 10 \times 1)$ , para el f  $(r, \theta, z)$ , y para el g  $(6 \times 5 \times 5)$ . En cuanto a los yacimientos naturalmente fracturados este dimensionamiento cambiaría por el doble sistema, por ejemplo, para el caso g sería  $(6 \times 5 \times 10)$ .

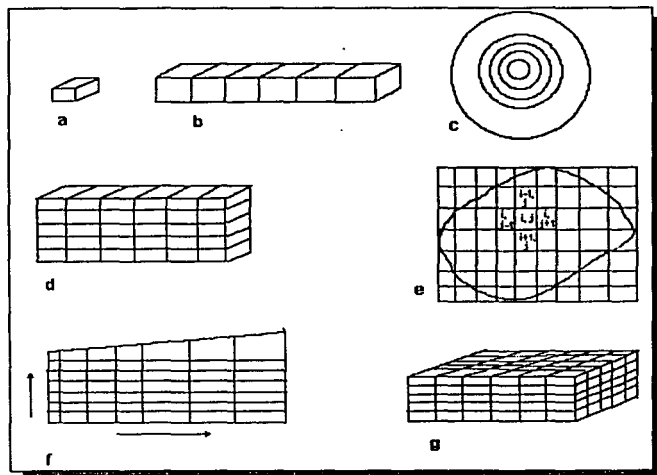


Figura VII.1. Modelos utilizados en la simulación de yacimientos: (a) tanque (balance de materia), (b) 1D lineal, (c) 1D radial, (d) 2D sección transversal, (e) 2D areal, (f) sección transversal radial, (g) 3D.



## VII.2 DERIVACIÓN DE ECUACIONES.

Para entender el flujo de fluidos en el medio poroso se debe postular un sistema de ecuaciones que representen el comportamiento de estos fluidos. Habiendo desarrollado tal sistema de ecuaciones, se puede analizar el efecto de la variación de condiciones en el comportamiento de flujo.

Las ecuaciones básicas son obtenidas por la combinación de varios principios físicos como son<sup>(20)</sup>:

1. Conservación de masa
2. Conservación de momento
3. Conservación de energía (primera ley de la termodinámica)
4. Ecuaciones de gasto (ley de Darcy)
5. Ecuaciones de estado

Las ecuaciones que gobiernan junto con las condiciones de frontera y las condiciones iniciales forman al modelo matemático que representa al sistema. Para resolver este modelo matemático se necesita determinar los valores de los parámetros independientes que satisfacen las ecuaciones y simultáneamente las condiciones de frontera. En general, se tienen dos opciones: los métodos analíticos y los métodos numéricos, los primeros no se utilizan debido a que las ecuaciones no son lineales y es imposible resolverlas por los métodos teóricos actuales, los métodos numéricos son los mas adecuados para resolver estas ecuaciones.

## VII.3 PROCESO DE DESARROLLO DE UN SIMULADOR NUMÉRICO DE YACIMIENTOS.

En la concepción física del problema se toma en cuenta el tipo de medio poroso, el tipo de fluidos, la geometría de flujo y los fenómenos que predominan.

La formulación matemática incluye las ecuaciones diferenciales parciales, las condiciones iniciales y las de frontera.

La solución numérica incluye la aproximación de las ecuaciones diferenciales parciales, el tipo de formulación y el método de solución del sistema de ecuaciones.

El proceso<sup>(21)</sup> se esquematiza en la Figura VII.2.

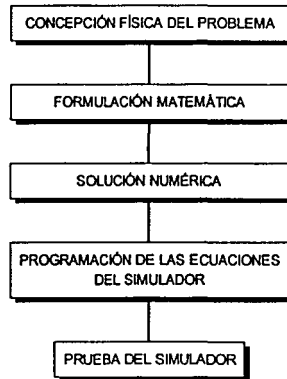


Figura VII.2 Proceso a seguir en un simulador numérico.

#### VII.4 ECUACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO<sup>(21)</sup>.

**ACEITE:** Para este caso, la ecuación de flujo se deriva de la combinación de la ecuación de continuidad, la ecuación de flujo de Darcy, y una ecuación de estado.

En coordenadas cartesianas y en una sola dirección, esta ecuación se define de la siguiente manera:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{Ec. VII.1}$$

Para un sistema radial se tiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{K_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{Ec. VII.2}$$

**GAS:** Un balance de masa en la fase de gas incluye todas las fuentes posibles, como lo son: gas libre, gas disuelto en aceite y gas disuelto en agua.

Para un sistema cartesiano y en una sola dirección, la ecuación es la siguiente:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[ \left( \frac{K_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} K_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} K_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{Ec. VII.3}$$

Y para un sistema radial:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[ r \left( \frac{K_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} K_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} K_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[ \phi \left( \frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{Ec. VII.4}$$

**AGUA:** La fase de agua se comporta de manera similar que la de aceite.

En coordenadas cartesianas y en una sola dirección, la ecuación es la siguiente:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad \text{Ec. VII.5}$$

Para un sistema radial:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{K_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad \text{Ec. VII.6}$$

**Expansión en forma radial.**

La ecuación generalizada de flujo multifásico en el periodo transitorio para el aceite, gas, y agua en un medio poroso es desarrollada por la combinación de las tres ecuaciones de flujo para fase simple en una ecuación básica.

Después de multiplicar la Ecuación VII.2 por  $B_o$  y expandiendo por diferenciación se obtiene:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left( \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \frac{K_o}{\mu_o} = \phi \left[ \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right] \quad \text{Ec. VII.7}$$

De manera similar al multiplicar la Ecuación VII.4 por  $B_g$  y expandiendo se obtiene:

$$\begin{aligned} \left( \frac{K_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{K_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} + \frac{K_g}{\mu_g} \right) \left( \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi \left( \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \right. \\ \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\ + \phi \left( \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \end{aligned} \quad \text{Ec. VII.8}$$

Por último, multiplicando la Ecuación VII.6 por  $B_w$  y expandiendo al igual que en la ecuación para el aceite, se obtiene:

$$\frac{K_w}{\mu_w} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{K_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \frac{1}{r} = \phi \left( \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{Ec. VII.9}$$

Al combinar las ecuaciones VII.7, VII.8 y VII.9 y tomando en cuenta que:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \text{Ec. VII.10}$$

De esta manera:

$$\frac{\partial}{\partial t} [S_o + S_g + S_w] = 0 \quad \text{Ec. VII. 11}$$

y puesto que los gradientes de presión son muy pequeños, se omite el cuadrado de estos y se obtiene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left( r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\phi C_t}{(K/\mu)_h} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Ec. VII.12}$$

La Ecuación VII. 12 es la ecuación de flujo en periodo transitorio para el aceite, gas y agua en un sistema radial. Al resolver esta ecuación se obtienen los valores de presión a cierta distancia (radio) y a cierto tiempo. Esta ecuación forma las bases para el análisis de presión de flujo multifásico.

## VII.5 SISTEMAS MULTICOMPONENTES.

En ciertos sistemas de hidrocarburos hay considerable transferencia de masa entre las fases de flujo. Esta transferencia de masa complica más al sistema, pues se debe hacer un balance de masa por cada fracción de flujo en lugar de cada fase. En el sistema de un yacimiento hay generalmente varios tipos de componentes químicos. Estos componentes varían en concentración en las diferentes fases y cada fase fluye a gastos diferentes.

Considera un elemento del yacimiento como el que se muestra en la Figura VII.1. Hay N componentes que fluyen en el yacimiento en tres fases móviles.

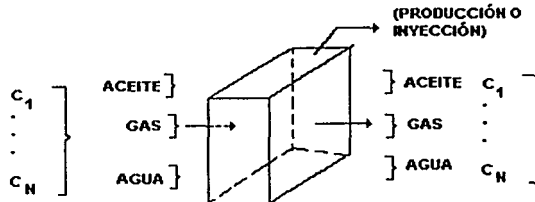


Figura VII. 2. Representación de un balance composicional.

Al realizar un balance de masa para cada fase se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{K_o \rho_o C_{oj}}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} + \frac{K_g \rho_g C_{gj}}{\mu_g} \frac{\partial P_g}{\partial x} + \frac{K_w \rho_w C_{wj}}{\mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} (\phi S_o \rho_o C_{oj} + \phi S_g \rho_g C_{gj} + \phi S_w \rho_w C_{wj}) \quad \text{Ec. VII.13}$$

La Ecuación VII.13 describe el flujo de un componente simple (por ejemplo, el metano, CH<sub>4</sub>) en un sistema lineal sin fuentes o sumideros. A grandes rasgos la ecuación anterior muestra que cada término de la izquierda representa el flujo de masa del componente j en cada fase, lo cual es derivado simplemente a partir de lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Flujo de masa total} &= \text{gasto volumétrico} \cdot \text{densidad} \\ &= q_o \rho_o \end{aligned}$$

$$= \frac{K_o \rho_o}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} \quad \text{Ec. VII.14}$$

Una ecuación general para N componentes será de la siguiente forma:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left( \sum_{i=1}^3 \frac{K_i \rho_i}{\mu_i} C_{ij} \frac{\partial P_i}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \sum_{i=1}^3 \phi S_i \rho_i C_{ij} \right), \quad j = 1, \dots, N \quad \text{Ec. VII.15}$$

Donde el índice i representa las fases y el índice j representa los componentes.

Para este tipo de sistemas se requieren las siguientes ecuaciones:

1. Una ecuación diferencial parcial para cada componente del sistema, esto resulta en N correlaciones.
2. Las saturaciones de las fases deben sumar siempre 1, por considerarse que el espacio poroso está lleno de fluido. De esta manera se tiene una correlación (Ecuación VII. 10).
3. Las fracciones de masa de cada componente en cada fase deben sumar la unidad, ya que se requiere la conservación de masa de cada componente. De esta manera se tiene:

$$\sum_{j=1}^N C_{oj} = 1 \quad \text{Ec. VII. 16}$$

$$\sum_{j=1}^N C_{aj} = 1 \quad \text{Ec. VII. 17}$$

$$\sum_{j=1}^N C_{wj} = 1 \quad \text{Ec. VII. 18}$$

Esto resulta en tres correlaciones.

4. A partir de la información PVT se obtiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \rho_o &= f(P_o, C_{oj}) && \text{Ec. VII.19} \\ \rho_g &= f(P_g, C_{gj}) && \text{Ec. VII.20} \\ \rho_w &= f(P_w, C_{wj}) && \text{Ec. VII.21} \\ \mu_o &= f(P_o, C_{oj}) && \text{Ec. VII.22} \\ \mu_g &= f(P_g, C_{gj}) && \text{Ec. VII.23} \\ \mu_w &= f(P_w, C_{wj}) && \text{Ec. VII.24} \end{aligned}$$

5. Los datos de permeabilidad relativa permiten obtener las movilidades:

$$\begin{aligned} K_o &= f(S_g, S_o, S_w) && \text{Ec. VII.25} \\ K_g &= f(S_g, S_o, S_w) && \text{Ec. VII.26} \\ K_w &= f(S_g, S_o, S_w) && \text{Ec. VII.27} \end{aligned}$$

6. Equilibrio de fase: la constante de equilibrio, la cual puede ser obtenida a partir de principios termodinámicos que gobiernan la distribución de un componente entre su estado líquido y gaseoso. Por ejemplo:

$$\frac{C_{gj}}{C_{oj}} = K_{jg^o} \quad \text{Ec. VII.28}$$

Esto establece que la razón de la fracción de masa del componente  $j$  en el gas entre la fracción de masa del componente  $j$  en el aceite es una constante. Esta constante, llamada la constante de equilibrio, es una función de ciertas variables:

$$\frac{C_{gj}}{C_{oj}} = K_{jg^o} = f(T, P, C_{ij}) \quad \text{Ec. VII.29}$$

También:

$$\frac{C_{gj}}{C_{wj}} = K_{jgw} = f(T, P, C_{ij}) \quad \text{Ec. VII.30}$$

de la cual:

$$\frac{C_{jo}}{C_{jw}} = \frac{K_{jgw}}{K_{jgo}} = K_{gow} \quad \text{Ec. VII.31}$$

La Ecuación VII.30 finalmente hace surgir 2N correlaciones independientes al escribirse para cada componente del sistema. La Ecuación VII. 31 no resulta en ninguna correlación independiente, pues se deriva a partir de otras.

7. La presión capilar provee el resto de correlaciones:

$$P_g - P_o = P_{cgo} = f(S_g, S_o, S_w) \quad \text{Ec. VII.32}$$

$$P_o - P_w = P_{c ow} = f(S_g, S_o, S_w) \quad \text{Ec. VII.33}$$

El origen de las correlaciones son resumidas en la siguiente tabla:

CORRELACION	INCOGNITAS	ECUACIONES
Ecuaciones diferenciales	N	VII.15
Equilibrio de fase	2N	VII.30
Información PVT	6	VII.19 - VII.24
Permeabilidad relativa	3	VII.25 - VII.27
Fraciones de masa	3	VII.16 - VII.18
Saturaciones	1	VII.10
Capilaridad	2	VII.32 y VII.33

Tabla VII.1. Correlaciones para un sistema composicional.

Por lo tanto tenemos 3N + 15 incógnitas independientes y 3N +15 correlaciones independientes, las cuales pueden ser utilizadas para resolver el sistema.

## VII.6 ECUACIONES DE UN SIMULADOR PARA UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

Estrictamente el número de ecuaciones para estos yacimientos se dobla en comparación al caso de los homogéneos, porque se toman en cuenta los dos sistemas presentes, tanto el de matriz como el de fracturas. De lo anterior se tiene la Tabla VII.2:



CORRELACIONES	INCÓGNITAS		
	HOMOGÉNEOS	FRACTURADOS	
		MATRIZ	FRACTURAS
Ecuaciones	N	N	N
Ecuaciones de fases	2N	2N	2N
Información PVT	6	6	6
Permeabilidad relativa	3	3	3
Fracciones de masa	3	3	3
Saturaciones	1	1	1
Capilaridad	2	2	2
	SUMA TOTAL= 3N+15	SUMA= 3N+15	SUMA= 3N+15
		SUMA TOTAL= 6N+ 30	

Tabla VII.2 Comparativo del número de ecuaciones entre un yacimiento homogéneo y uno naturalmente fracturado.

Cabe destacar que debido a las simplificaciones que se hacen, la suma total de ecuaciones para el caso de yacimientos naturalmente fracturados se puede reducir, puesto que el comportamiento de ciertas propiedades, tales como la viscosidad y la densidad es de igual manera en etapas iniciales.

### VII.7 MODELO EN DIFERENCIAS FINITAS.

Las ecuaciones que representan el flujo de fluidos en un medio poroso son ecuaciones diferenciales parciales no lineales, las cuales relacionan los cambios de presión y saturación con el tiempo a través del medio.

La solución de estas ecuaciones por medios analíticos es generalmente imposible excepto en los casos mas triviales.

La solución numérica de estas ecuaciones es generalmente la única en la mayoría de las aplicaciones.

La solución numérica da respuestas en puntos discretos dentro del sistema. La transformación de la forma continua de una ecuación diferencial a una forma discreta se hace por el uso de diferencias finitas. En este proceso tanto el espacio como el tiempo son discretizados.

Una ecuación diferencial parcial es reemplazada por su equivalente en diferencias finitas. Las ecuaciones en diferencias finitas pueden ser derivadas por expansión de la serie de Taylor de la función en un punto dado y resolviendo para la derivada requerida.

Esquemas en diferencias finitas: concepto de las formas explícita e implícita.

Hay dos maneras de representar ecuaciones diferenciales en diferencias finitas que son:

**Método explícito:** Este método de cálculo involucra la solución secuencial de una ecuación con una incógnita. Se requiere encontrar valores previos para encontrar los nuevos.

**Formulación explícita:** En el esquema explícito se resuelve para una incógnita a un tiempo como se indica en la Figura VII.3. Considera la Ecuación VII.34 en dos dimensiones:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Ec. VII.34}$$

### ESQUEMA EN DIFERENCIAS FINITAS.

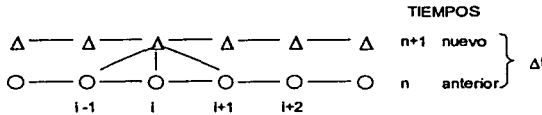


Figura VII.3. Formulación explícita en una dimensión.

$$\text{ECUACIÓN DIFERENCIAL: } \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial t}$$

ECUACIÓN DIFERENCIAL FINITA:

$$\frac{P_{i+1}^n - 2P_i^n + P_{i-1}^n}{\Delta x^2} = \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t}$$

Una forma en diferencias finitas es:

$$\frac{P_{i,j+1}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{P_{i+1,j}^n - 2P_{i,j}^n + P_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} = \frac{P_{i,j}^{n+1} - P_{i,j}^n}{\Delta t} \quad \text{Ec. VII.35}$$

Donde

$i, j$  = localización de la celda en la maya  
 $n$  = tiempo anterior  
 $n+1$  = tiempo nuevo

La Ecuación VII.35 tiene una sola incógnita que es la nueva presión en el tiempo ( $n+1$ ). Este valor involucra la derivada con respecto al tiempo. Esta ecuación se puede reorganizar para obtener la nueva presión explícitamente en términos de las presiones adyacentes.

$$P_{ij}^{n+1} = P_{ij}^n + \Delta t \left( \frac{P_{i,j+1}^n - 2P_{ij}^n + P_{i,j-1}^n}{\Delta x^2} + \frac{P_{i+1,j}^n - 2P_{ij}^n + P_{i-1,j}^n}{\Delta y^2} \right) \quad \text{Ec. VII.36}$$

Se nota que los valores de la derecha son bien conocidos y hay una ecuación con una incógnita. Los nuevos valores se obtienen de manera sistemática a través de las localizaciones ( $i, j$ ) en el modelo. La Figura VII.4 muestra el arreglo de las celdas de una maya en dos dimensiones.

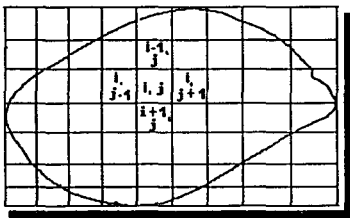


Figura VII.4. Arreglo de celdas en dos dimensiones.

La Ecuación VII.36 puede ser simplificada a:

$$P_{ij}^{n+1} = P_{ij}^n + \alpha (P_{i,j+1}^n - 2P_{ij}^n + P_{i,j-1}^n) + \beta (P_{i+1,j}^n - 2P_{ij}^n + P_{i-1,j}^n) \quad \text{Ec. VII.37}$$

Donde:

$$\alpha = \frac{\Delta t}{\Delta x^2}, \quad \beta = \frac{\Delta t}{\Delta y^2}$$

Los métodos explícitos generalmente no son utilizados en la simulación de yacimientos debido a las restricciones severas en los pasos de tiempo.

**Método implícito:** Este método calcula valores nuevos simultáneamente sin la necesidad de calcular valores previos.

**Formulación Implícita.** En el esquema implícito se resuelve para todas las incógnitas simultáneamente. (ver la Figura VII.5). Considera la siguiente ecuación diferencial parcial:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{Ec. VII.38}$$

### ESQUEMA EN DIFERENCIAS FINITAS.

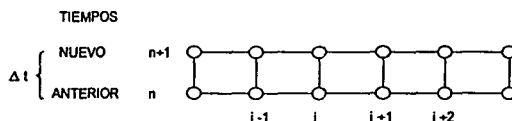


Figura VII. 5. Formulación implícita en una dimensión.

$$\text{ECUACIÓN DIFERENCIAL: } \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \frac{\partial P}{\partial t}$$

ECUACIÓN EN DIFERENCIAS FINITAS:

$$\frac{P_{i+1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i-1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t}$$

Una analogía de esta ecuación en diferencias finitas es la siguiente:

$$P_{i-1}^n - 2P_i^n + P_{i+1}^n = \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \quad \text{Ec. VII.39}$$

Esta ecuación tiene solamente una incógnita,  $P_i^{n+1}$ ; de cualquier modo, se puede acomodar de tal manera que se resuelva para tres valores de  $P_i$  como se ve en la Ecuación VII.40:

$$\frac{P_{i-1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i+1}^{n+1}}{\Delta x^2} = \frac{P_i^{n+1} - P_i^n}{\Delta t} \quad \text{Ec. VII.40}$$

Esta ecuación tiene todas las presiones desconocidas en el nuevo tiempo (Figura VII.6). simplificando la ecuación anterior:

$$P_{i-1}^{n+1} - 2P_i^{n+1} + P_{i+1}^{n+1} = \frac{\Delta x^2}{\Delta t} (P_i^{n+1} - P_i^n) \quad \text{Ec. VII.41}$$

Agrupando términos:

$$P_{i-1}^{n+1} - \left(2 + \frac{\Delta x^2}{\Delta t}\right) P_i^{n+1} + P_{i+1}^{n+1} = \frac{\Delta x^2}{\Delta t} P_i^n \quad \text{Ec. VII.42}$$

Note que esta es una ecuación con tres incógnitas, en la cual el punto  $i$  está encadenado o unido a los puntos  $(i+1)$ ,  $(i-1)$ . La Ecuación VII.42 es del tipo general.

$$a_i P_{i-1} + b_i P_i + c_i P_{i+1} = d_i \quad \text{Ec. VII.43}$$

En la Ecuación VII.43 los coeficientes  $a_i$ ,  $b_i$ , y  $c_i$  están relacionados a la geometría del sistema y sus propiedades físicas, y  $d_i$  contiene los términos conocidos.

Al escribir la ecuación anterior para  $N$  celdas en una malla lineal resulta en una ecuación para cada celda; el resultado total son  $N$  ecuaciones con  $N$  incógnitas.

EJEMPLO:

<u>Celda</u>			
1	$a_1P_0 - b_1P_1 + c_1P_2$		$= d_1$
2	$a_2P_1 - b_2P_2 + c_2P_3$		$= d_2$
3	$a_3P_2 - b_3P_3 + c_3P_4$		$= d_3$
4	$a_4P_3 - b_4P_4 + c_4P_5$		$= d_4$
.	.		.
.	.		.
.	.		.
N	$a_NP_{N-1} - b_NP_N + c_NP_{N+1}$		$= d_N$

**Ec. VII.44**

Las celdas con los subíndices 0 y n+1 son generalmente ficticias. Estas no forman parte del modelo y son borradas para el uso apropiado de las condiciones de frontera.

Nota que esta matriz tiene una forma característica: hay tres elementos diagonales, y los elementos que están fuera de la diagonal son cero. Esta matriz es llamada matriz tridiagonal. El juego de ecuaciones simultáneas (Ecuación VII. 44) puede ser descrito en la notación de matriz:

$$A P = d \quad \text{Ec. VII.45}$$

Donde:

$$\begin{bmatrix} \diagdown & & & \\ & \diagdown & & \\ & & \diagdown & \\ & & & \diagdown \end{bmatrix} \begin{bmatrix} a_i \\ b_i \\ c_i \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} P_i \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} d_i \end{bmatrix} \quad \text{Ec. VII.46}$$

Este sistema es resuelto para las presiones desconocidas P utilizando el algoritmo de Thomas, el cual es una forma modificada de la eliminación Gaussiana.

## VII.8 PREPARACIÓN DE LA INFORMACIÓN.

La información requerida por la base de datos del modelo numérico, para hacer un estudio de simulación, se obtiene a partir de varias fuentes. La misma información en ocasiones no está disponible en forma directa para su aplicación en la solución de cómputo, por lo que debe ser

procesada previamente para su utilización. Hay varias fuentes de información como medios alternativos para su obtención.

La información requerida para hacer una corrida de simulación generalmente es la siguiente:

- a. Información termodinámica y propiedades de los fluidos.
- b. Características geológicas del yacimiento.
- c. Datos de presión y producción.
- d. Datos operacionales y estados mecánicos de los pozos.
- e. Información económica.
- f. Información diversa.

La Figura VII.6. ilustra las fuentes y los parámetros necesarios para la simulación.

Para el caso de yacimientos naturalmente fracturados difiere un poco, por lo que se incorporan otros datos. Para el caso de datos del sistema roca-fluidos se incorpora la presión capilar en las fracturas ( $P_{cf}$ ); la permeabilidad relativa en las fracturas ( $K_{rf}$ ); la porosidad de fractura ( $\phi_f$ ); la compresibilidad de la formación en la matriz ( $C_{fm}$ ) y la compresibilidad de la formación en las fracturas ( $C_{ff}$ ).

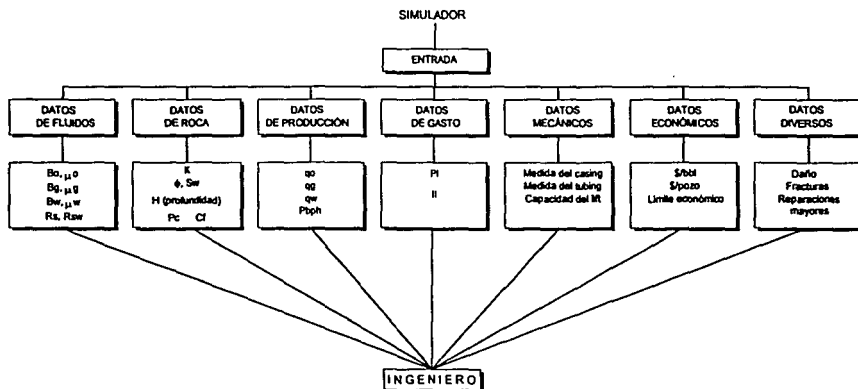


Figura VII.6. Fuentes de datos y parámetros.

## VII.9 DISCUSIÓN SOBRE LA DIFERENCIA ENTRE LA CORRIDA DE UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO Y UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.

A continuación se describe el formato de la base de datos típica que alimenta a un simulador comercial, el cual cuenta con las siguientes secciones<sup>(22)</sup>:

### Sección runspec.

En esta sección se presentan las características generales del modelo y los permisos para el uso de opciones de cambio.

Una diferencia importante es que para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado se duplica la dimensión  $z$ , ( $x, y, 2z$ ), ya que mientras en los yacimientos homogéneos solo se utiliza una dimensión en ese sentido y representa solo la matriz para el cálculo, en los naturalmente fracturados se utilizan numéricamente, dos dimensiones en sentido vertical que representan a la matriz y a la fractura.



### **Sección grid.**

En esta sección se define la geometría de la malla de cálculo y varias propiedades de la roca en cada celda.

En este caso habrá cambios en la propiedad de permeabilidad y porosidad, ya que aquí se hace presente la permeabilidad y porosidad de fractura.

### **Sección edit.**

Esta sección sirve para la modificación de parámetros asignados en la sección anterior durante el proceso de ajuste histórico de la explotación del campo (por ejemplo, volúmenes de poro, transmisibilidades, etc.).

Para esta sección existen cambios de la transmisibilidad en z, pues aquí se duplica esta dimensión (2z), debido al cálculo para el sistema de fracturas

### **Sección props.**

Contiene las propiedades del sistema roca - fluidos.

Aquí hay cambios en las propiedades que involucran al sistema de fracturas; por ejemplo, la compresibilidad de fractura en los yacimientos naturalmente fracturados, además de la compresibilidad de matriz.

### **Sección regions.**

La sección *regions* es la que divide la malla en regiones de comportamientos distintos. En un modelo de doble porosidad necesariamente el número mínimo de regiones es de dos, para considerar a la matriz y a la fractura.

Para este caso existirá un doble cálculo en algunas propiedades cuando se haga presente el sistema de doble porosidad (yacimiento naturalmente fracturado).

**Sección solution.**

La sección *solution* contiene la información que define el estado inicial (presión de referencia, saturaciones, razón de solubilidad,  $R_v$ ) de cada bloque del yacimiento.

En esta sección no hay cambios significativos para ambos tipos de yacimientos.

**Sección summary.**

Esta sección especifica un número de variables, las cuales resumen archivos después de cada paso de tiempo en la simulación y son los parámetros que pueden ser observados numérica o gráficamente durante el ajuste de historia y las predicciones correspondientes.

Esta sección tampoco presenta cambios para los dos tipos de yacimientos.

**Sección schedule.**

Esta sección especifica las operaciones que se van a simular (controles de producción, inyección y restricciones) y los tiempos de explotación a los cuales se requieren las respuestas de salida.

Aquí se presentan cambios en el señalamiento de la capa que se dispara; ya que para el caso de un yacimiento naturalmente fracturado se duplica la dimensión en sentido vertical.

## VII.10 DISCUSIÓN SOBRE LAS GRÁFICAS DE RESULTADOS.

Las gráficas que se presentan en esta sección, muestran el comportamiento de presión del yacimiento, gasto de producción, flujo fraccional de agua y la presión de fondo del pozo C2 vs. tiempo.

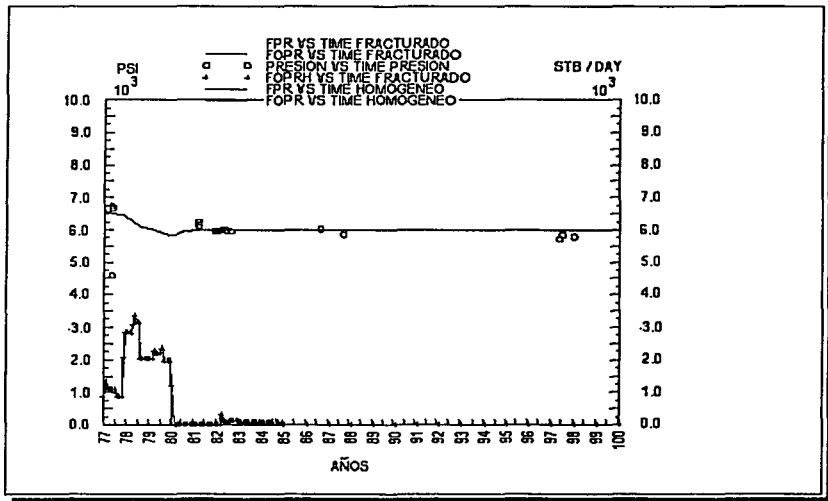


Figura VII.10 Comparación del comportamiento de gasto y presión en un yacimiento homogéneo y uno naturalmente fracturado.

Para la Figura VII.10 se puede observar que la presión calculada por el modelo de doble porosidad es parecida a la del homogéneo, esto indica que el simulador no genera cambios en cuanto al manejo de la presión.

También se puede observar que para la producción de aceite ocurre lo mismo, no hay cambios significativos en los dos tipos de yacimiento, y esto se debe al tipo de control asignado en el cálculo del gasto como condición de vaciamiento de fluidos.

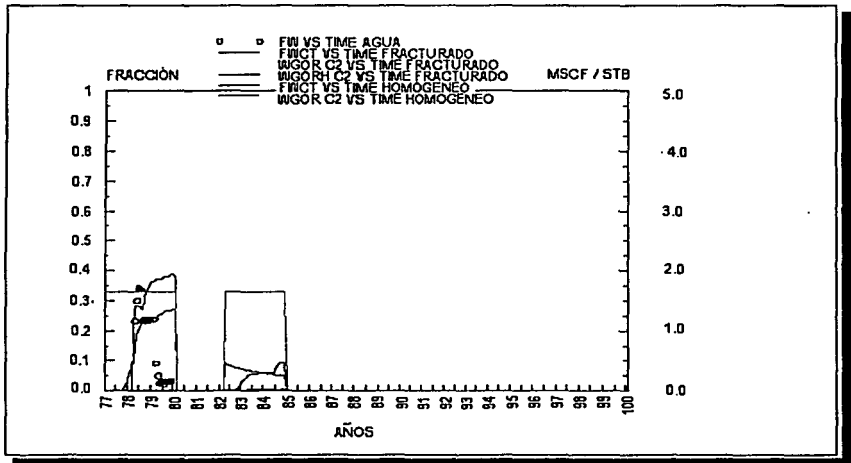


Figura VII.11 Comparativo del comportamiento de la producción de agua en un yacimiento homogéneo y uno naturalmente fracturado, y también la producción de gas en un pozo.

En el caso de la Figura VII.11 se pueden observar diferencias notables; el flujo fraccional de agua para un yacimiento naturalmente fracturado crece a una mayor proporción que en el yacimiento homogéneo e inclusive que el observado, esto es entendible debido a la esperada canalización de agua en las fracturas.

En la Figura VII.12 se puede observar que en cuanto a la presión de fondo no hay mucha diferencia en el comportamiento, y casi se sobrepone una gráfica sobre la otra. Los cambios pueden ser debidos a las pequeñas diferencias en los gradientes de presión.

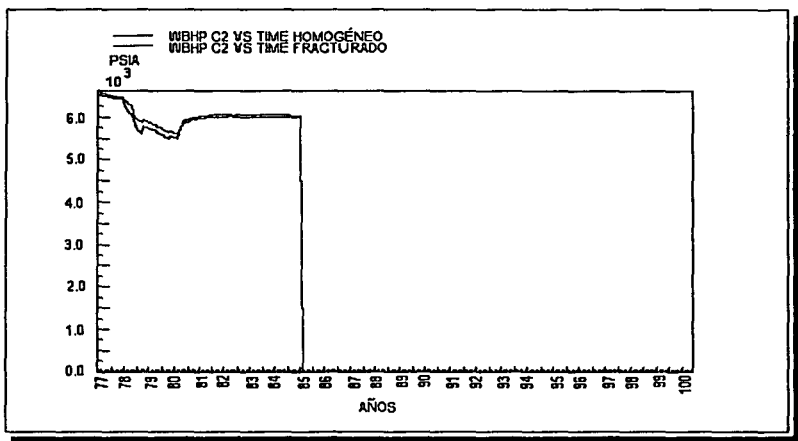


Figura VII.12 Comparativo del comportamiento de presión de fondo del pozo C2.

## CONCLUSIONES

- Las mediciones de algunas propiedades del sistema roca-fluidos, como la porosidad, permeabilidad, presión capilar y compresibilidad hacen notar con sus valores y gráficas de comportamiento la posibilidad de considerar dos tipos diferentes de yacimiento; uno homogéneo u otro naturalmente fracturado. En las otras propiedades no hay diferencias notables.
- En el caso de clasificación de yacimientos de acuerdo a su litología es posible predecir si se tienen yacimientos homogéneos o naturalmente fracturados. Estos últimos se encuentran generalmente en las rocas carbonatadas.
- La combinación de las lecturas de los diferentes tipos de registro marcan diferencias entre un yacimiento homogéneo y uno naturalmente fracturado; puesto que se presentan efectos anómalos causados por el sistema de doble porosidad. Sin embargo ningún registro geofísico por si solo puede asegurar la presencia de este tipo de sistema, excepto con las imágenes resistivas de pozo.
- En cuanto a las pruebas de presión, las diferencias obtenidas en los cálculos del factor de almacenamiento, la permeabilidad absoluta y el factor de daño son parámetros que evidencian la existencia, ya sea de un yacimiento homogéneo u otro naturalmente fracturado. Sin embargo la gráfica de la derivada presenta diferencias de comportamiento más marcadas, por lo que con ella puede definirse con más exactitud el tipo de yacimiento.
- Los mecanismos de desplazamiento se ven afectados por el efecto del sistema de doble porosidad, pero especialmente el desplazamiento por agua es más notorio por la canalización rápida del agua en las fracturas.
- La compresibilidad de fractura afecta los cálculos del volumen original para los yacimientos naturalmente fracturados, ya que sus valores varían considerablemente con respecto a la compresibilidad de matriz.
- Las gráficas de comportamiento de permeabilidad relativa y presión capilar hacen notar la diferencia entre un sistema de porosidad homogéneo y otro naturalmente fracturado. Siendo éstas, herramientas importantes para determinar el control de gastos de producción.

- De acuerdo a los resultados de las gráficas de comportamiento que obtiene el simulador considerando a un yacimiento como homogéneo y luego como naturalmente fracturado, se puede apreciar una diferencia notable en cuanto al flujo fraccional de agua, esto es debido a la canalización rápida de agua en las fracturas. También se observa una ligera discrepancia al comparar las gráficas de la presión de fondo y esta es consecuencia de las variaciones en los gradientes de presión que se desarrollan durante el flujo entre matriz y fractura.

## NOMENCLATURA

A	Area de sección transversal	(m <sup>2</sup> )
A	Constante positiva	
B	Constante positiva	
B <sub>g</sub>	Factor de volumen del gas	(m <sup>3</sup> g @ c.y../ m <sup>3</sup> g @ c.s.)
B <sub>gi</sub>	Factor de volumen inicial del gas	(m <sup>3</sup> g @ c.y../ m <sup>3</sup> g @ c.s.)
B <sub>o</sub>	Factor de volumen del aceite	(m <sup>3</sup> o @ c.y../ m <sup>3</sup> o @ c.s.)
B <sub>oi</sub>	Factor de volumen inicial del aceite	(m <sup>3</sup> o @ c.y../ m <sup>3</sup> o @ c.s.)
B <sub>f</sub>	Factor de volumen de las dos fases	(m <sup>3</sup> o+g @ c.y../ m <sup>3</sup> o @ c.s.)
B <sub>fi</sub>	Factor de volumen inicial de las dos fases	(m <sup>3</sup> o+g @ c.y../ m <sup>3</sup> o @ c.s.)
B <sub>w</sub>	Factor de volumen del agua	(m <sup>3</sup> w @ c.y../ m <sup>3</sup> w @ c.s.)
C	Curvatura de la interfase	
C	Constante de almacenamiento	(bls/psi)
C	Compresibilidad	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>e</sub>	Compresibilidad efectiva	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>ep</sub>	Compresibilidad efectiva promedio	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>f</sub>	Compresibilidad de la formación	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>fi</sub>	Compresibilidad de la formación en las fracturas	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>fm</sub>	Compresibilidad de la formación en la matriz	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>g</sub>	Coefficiente de compresibilidad isotérmica del gas	(psia <sup>-1</sup> )
C <sub>m</sub>	Compresibilidad de la matriz	
C <sub>o</sub>	Coefficiente de compresibilidad isotérmica del aceite	(psia <sup>-1</sup> )
C <sub>o</sub>	Compresibilidad del aceite	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>oj</sub>	Componente j en la fase aceite	
C <sub>gj</sub>	Componente j en la fase gas	
C <sub>wj</sub>	Componente j en la fase agua	
C <sub>pr</sub>	Compresibilidad pseudoreducida	
C <sub>t</sub>	Compresibilidad total	(psi <sup>-1</sup> )
C <sub>w</sub>	Compresibilidad del agua	(psi <sup>-1</sup> )
E	Porosidad	(%)
f	Factor probabilístico	
FMS	Registro microbarredor de formaciones	
FMI	Registro de imágenes	
FOPR	Producción de aceite del yacimiento	(stb/día)
FOPRH	Producción histórica de aceite del yacimiento	(stb/día)
FPR	Presión del yacimiento	(psi)
FW	Flujo fraccional de agua	(fracción)
FWCT	Flujo fraccional de agua calculado	(fracción)
GR	Registro de rayos gamma	
g	Aceleración de la gravedad	(m/seg <sup>2</sup> )
h	Espesor de la formación	(ft)
IDGA	Indice de drene por gravedad del aceite	(md g/cp cm <sup>3</sup> )
II	Indice de inyectividad	(bl/día / lb/pg <sup>2</sup> )
K	Permeabilidad absoluta al aceite	(darcy)
K <sub>a</sub>	Permeabilidad al aire	(darcy)
K <sub>abs</sub>	Permeabilidad absoluta	(darcy)
K <sub>f</sub>	Permeabilidad en las fracturas	(darcy)
K <sub>g</sub>	Permeabilidad efectiva al gas	(darcy)



K <sub>k</sub>	Permeabilidad de klinkenberg	(darcy)
KL	Permeabilidad al líquido	(darcy)
K <sub>m</sub>	Permeabilidad en la matriz (darcy)	
K <sub>o</sub>	Permeabilidad al aceite (darcy)	
K <sub>o(Swi)</sub>	Permeabilidad al aceite a una saturación de agua irreductible	(darcy)
K <sub>rd</sub>	Permeabilidad relativa de la fase desplazante	(fracción)
K <sub>o rd</sub>	Permeabilidad relativa de la fase desplazante a una saturación de aceite residual	(fracción)
K <sub>o no</sub>	Permeabilidad relativa al aceite a una saturación de la fase desplazante inmóvil	(fracción)
K <sub>rf</sub>	Permeabilidad relativa en las fracturas	(fracción)
K <sub>rg</sub>	Permeabilidad relativa al gas	(darcy)
K <sub>rg (So r)</sub>	Permeabilidad relativa al gas a una saturación de aceite residual	(fracción)
K <sub>r n w</sub>	Permeabilidad relativa para la fase no mojante	(fracción)
K <sub>ro</sub>	Permeabilidad relativa al aceite	(fracción)
K <sub>ro,g</sub>	Permeabilidad relativa al aceite, sistema de aceite y gas	(fracción)
K <sub>ro,w</sub>	Permeabilidad relativa al aceite, sistema de agua y aceite	(fracción)
K <sub>rw</sub>	Permeabilidad relativa al agua	(fracción)
K <sub>s</sub>	Permeabilidad debida al daño	(darcy)
K <sub>t</sub>	Permeabilidad total del sistema fractura-matriz	(darcy)
K <sub>w</sub>	Permeabilidad efectiva al agua	(darcy)
K <sub>2</sub>	Permeabilidad en el sistema de fracturas	(darcy)
L	Longitud	(cm)
LLD	Registro laterolog profundo	
LLS	Registro laterolog somero	
m	Pendiente	(psig/ciclo)
m	Masa	(lb)
m	Relación del volumen original de gas @ c.y. entre el volumen original de aceite @ c.y.	(m <sup>3</sup> g @ c.y. /m <sup>3</sup> o @ c.y.)
M	Peso molecular	(lb/lbmol)
M <sub>a</sub>	Peso molecular aparente	(lb/lbmol)
M <sub>j</sub>	Peso molecular del componente j	(lb/lbmol)
MSFL	Registro Microesférico enfocado	
N	Volumen original de aceite @ c.s.	(m <sup>3</sup> )
n	Número de moles	
NGS	Registro de espectrometría de rayos gamma naturales	
N <sub>p</sub>	Producción acumulativa de aceite @ c.s.	(m <sup>3</sup> )
P	Presión	(psi)
P <sub>b</sub>	Presión de burbujeo	(psi)
P <sub>bph</sub>	Presión de fondo de pozo	(psi)
P <sub>c</sub>	Presión crítica	(psia)
P <sub>c</sub>	Presión capilar	(psi)
P <sub>cf</sub>	Presión capilar en las fracturas	(psi)
P <sub>cj</sub>	Presión crítica del componente j	(psia)
P <sub>g</sub>	Presión en el gas	(psi)
P <sub>i</sub>	Presión inicial	(psi)
PI	Índice de productividad	(bl/día / lb/pg <sup>2</sup> )
P <sub>o</sub>	Presión en el aceite	(psi)
P <sub>pr</sub>	Presión pseudoreducida	(psia/psia)

$P_r$	Presión reducida	(psia /psia)
$P_{pc}$	Presión pseudocrítica	(psia)
$P_{wf}$	Presión de fondo fluyendo	(psi)
$Q$	Gasto del fluido	(cm <sup>3</sup> /seg)
$q_g$	Gasto de gas	(m <sup>3</sup> /dia)
$q_o$	Gasto de aceite	(m <sup>3</sup> /dia)
$q_w$	Gasto de agua	(m <sup>3</sup> /dia)
$R$	Constante universal de los gases	(psia ft <sup>3</sup> / lb mol °R)
$R$	Relación gas-aceite instantánea	(m <sup>3</sup> g/ m <sup>3</sup> o)
$r_s$	Radio de la zona dañada	(ft)
$R_{si}$	Relación gas-aceite inicial (m <sup>3</sup> g/ m <sup>3</sup> o)	
$R_{sw}$	Relación gas disuelto en agua	(m <sup>3</sup> g/ m <sup>3</sup> w)
$R_p$	Relación gas-aceite acumulativa	(m <sup>3</sup> g/ m <sup>3</sup> o)
$S$	Daño $S_d$ Saturación de la fase desplazante	(%)
$S_{de}$	Saturación de la fase desplazante inmóvil	(%)
$S_g$	Saturación de gas	(%)
$S_{gc}$	Saturación de gas crítica	(%)
$S_{gi}$	Saturación de gas inicial	(%)
$S_{gr}$	Saturación de gas residual	(%)
$SGR$	Rayos gamma total	
$S_o$	Saturación de aceite	(%)
$S_{oi}$	Saturación de aceite inicial	(%)
$S_{or}$	Saturación de aceite residual	(%)
$S_{org}$	Saturación de aceite residual en la zona de gas	(%)
$S_{orw}$	Saturación de aceite residual en la zona de agua	(%)
$S_w$	Saturación de agua	(%)
$S_{wi}$	Saturación de agua irreductible	(%)
$S_{o1}$	Saturación de aceite en la matriz	(%)
$S_{wig}$	Saturación de agua inicial en la zona de gas	(%)
$S_{wm}$	Saturación de agua en la matriz	(%)
$S_{wio}$	Saturación de agua inicial en la zona de aceite	(%)
$S_{w1}$	Saturación de agua en la matriz	(%)
$S_{w2}$	Saturación de agua en las fracturas	(%)
$T$	Temperatura	(°R)
$T$	Tensión interfacial	(dyn/cm)
$t$	Tiempo	(hrs)
$T_c$	Temperatura crítica	(°R)
$T_{cj}$	Temperatura crítica del componente j	(°R)
$t_p$	Tiempo de producción	(hr)
$T_{pc}$	Temperatura pseudocrítica	(°R)
$T_{pr}$	Temperatura pseudoreducida	
$T_r$	Temperatura reducida	
$V$	Volumen	(m <sup>3</sup> )
$V_f$	Volumen de fracturas	(m <sup>3</sup> )
$V_{DL}$	Registro de densidad variable	
$V_p$	Volumen de poros	(m <sup>3</sup> )
$V_r$	Volumen de roca	(m <sup>3</sup> )
$V_R$	Volumen del gas @ c.y.	(m <sup>3</sup> )
$V_{sc}$	Volumen del gas @ c.s.	(m <sup>3</sup> )
$W_a$	Entrada de agua acumulativa de agua al yacimiento @ c.y. (m <sup>3</sup> )	
$W_p$	Producción acumulativa de agua @ c.s. (m <sup>3</sup> )	

$X_j$	Fracción molar del componente j	(%)
$Y_j$	Fracción molar del componente j	(%)
Z	Factor de compresibilidad	(ft <sup>3</sup> / ft <sup>3</sup> )
WBHP	Presión de fondo del pozo	(psia)
WGOR	Relación gas-aceite calculado	(MSCF/STB)
WGORH	Relación gas-aceite histórico	(MSCF/STB)

$\alpha$	Ángulo de echado	(grados)
$\Delta P$	Caída de presión	(psi)
$\Delta' P$	Caída de presión	(psi)
$\Delta P_s$	Caída de presión debida al daño	(psi)
$\Delta t$	Incremento de tiempo	(hrs)
$\Delta V$	Cambio de volumen del fluido en el pozo	(bls)
$\Delta \rho$	Diferencia de densidades	(lb/cu ft)
$\phi$	Porosidad	(%)
$\phi_m$	Porosidad de matriz	(%)
$\phi_f$	Porosidad de fractura	(%)
$\gamma_g$	gravedad específica del gas	
$\mu$	Viscosidad	(cp)
$\mu_{gj}$	Viscosidad del componente j de la mezcla de gas	(cp)
$\theta$	Ángulo de contacto	(grados)
$\rho$	Densidad	(lb/cu ft)
$\rho_b$	Volumen de densidad real	
$\rho_g$	Densidad del gas	(lb/ft cu)
$\rho_o$	Densidad del aceite	(lb/ft cu)
$\rho_{ob}$	Densidad del aceite en el punto de burbuja	(lb/ft cu)
$\rho_{gj}$	Densidad del componente j	(lb/ft cu)
$\rho_{pr}$	Densidad pseudoreducida	
$\rho_w$	Densidad del agua	(lb/ft cu)

## REFERENCIAS

1. Van Golf-Racht T.D.; "FUNDAMENTALS OF FRACTURED RESERVOIR ENGINEERING"; New York; Elsevier Science Publishing Company Inc. 1985.
2. Scientific Software Corporation, prepared for Geological Survey; "RESERVOIR ENGINEERING MANUAL"; 1975.
3. Saidi Ali M. ; "RESERVOIR ENGINEERING OF FRACTURED RESERVOIRS (FUNDAMENTAL AND PRACTICAL ASPECTS)"; Paris; Total Edition Presse; 1987.
4. Mc Cain William D, Jr.; "THE PROPIERTIES OF PETROLEUM FLUIDS"; Tulsa; Petroleum Publishing Company"; 1973.
5. Tarek Ahmed; "HYDROCARBON PHASE BEHAVIOR"; Houston; Gulf Publishing Company; 1989.
6. Rodriguez Santana Eduardo; "APUNTES DE GEOLOGÍA DEL PETROLEO"; Facultad de Ingeniería, UNAM; 1986.
7. Schlumberger; "PRINCIPIOS/APLICACIONES DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS".
8. Schlumberger; "EVALUACIÓN DE FORMACIONES EN MÉXICO"; 1984.
9. Serra O.; "FORMATION MICROSCANNER IMAGE INTERPRETATION"; Schlumberger Educational Services; Houston; 1989.
10. Djebbar T.; "FRACTURE ESTIMATION IN RESERVOIRS"; Schlumberger Wec Sonatrach; 1991.
11. Schlumberger Educational Services; "FMI FULLBORE FORMATION MICROIMAGER"; Houston; 1992.
12. Da Prat Giovanni; "WELL TEST ANALISYS FOR FRACTURED RESERVOIR EVALUATION"; New York; Elsevier Science Publishers; 1990.

13. Valderrábano H Antonio, Rayón Casiano Rufino, Osorno Manzo Jorge Alberto, Rodríguez Nieto Rafael; "APUNTES DE EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN"; Facultad de Ingeniería, UNAM; 1984.
14. Horne Roland N.; "MODERN WELL TEST ANALYSIS"; 2ª ed.; 2ª reimpresión; E.U. Petroway; Inc. 1997.
15. "APUNTES DE COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS"; Facultad de Ingeniería, UNAM; 1980.
16. Honarpour Mehdi, Koederitz Leonard, Harvey A. Herbert; "RELATIVE PERMEABILITY OF PETROLEUM RESERVOIRS"; Boca Raton, Florida; Crc Press, Inc; 1987.
17. Amyx James W., Bass Jr Daniel M., Whiting Robert L.; "PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING, PHYSICAL PROPERTIES"; Texas; Mc Graw-Hill Classic Textbook Reissue; 1988.
18. Monicard R. P.; "PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS: CORE ANALYSIS"; Editions Technip; París; Institut Francais du Petrole; 1980.
19. Mattax Calvin C. and Dalton Robert L.; "RESERVOIR SIMULATION"; JPT; 1990
20. Crichlow Henry B.; "MODERN RESERVOIR ENGINEERING- A SIMULATION APPROACH"; New Jersey; Prentice Hall, Inc; 1977.
21. Rodríguez de la Garza Fernando; "NOTAS PARCIALES SOBRE EL CURSO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS FRACTURADOS"; Oficinas Centrales de PEMEX; 1986.
22. "ECLIPSE 100 Reference Manual"; 1997.
23. Reyes González Santos; EJEMPLO DE GRÁFICAS DE SIMULACION; México; 2002.